



Munich Personal RePEc Archive

The Expansion of Electricity Networks in North America: Theory and Applications

Zenon, Eric and Rosellon, Juan

CIDE, Mexico

August 2010

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/26470/>

MPRA Paper No. 26470, posted 06 Nov 2010 08:21 UTC

Expansión de las Redes de Transmisión Eléctrica en Norteamérica: Teoría y Aplicaciones^{*}

PRELIMINAR, AGOSTO 2010

ERIC ZENÓN

Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)

JUAN ROSELLÓN

Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE) y German Institute for Economic Research
(DIW Berlin)

Resumen

Presentamos la aplicación de un mecanismo híbrido para la expansión de la red de transmisión en los sistemas eléctricos de México, Estados Unidos y Canadá. La aplicación esta sustentada en redefinir el producto de la transmisión en términos de transacciones “punto-a-punto” o derechos financieros de transmisión (FTRs), en el rebalanceo de las partes fija y variable de una tarifa en dos partes, así como en la utilización de precios nodales. La expansión de la red ocurre debido a la venta de FTRs asociados con las líneas eléctricas congestionadas. El mecanismo se prueba para la topología de la red del Sistema Eléctrico Nacional de México (SEN) con 24 nodos y 35 líneas eléctricas, la red de Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) con 17 nodos y 31 líneas y, finalmente, la red de Ontario con 10 nodos y 10 líneas. Los resultados muestran que los precios convergen al costo de la generación marginal, la congestión disminuye y el beneficio social se incrementa para los 3 sistemas no importando la organización del sistema eléctrico, la topología de las redes, ni el tipo de capacidad de generación instalada.

Palabras Clave: Transmisión eléctrica, derechos financieros de transmisión (FTRs), regulación por incentivos, problema de flujos circulares (loop flows), precios nodales.

Abstract

We present a hybrid mechanism application for the electrical system network expansion in Mexico, United States and Canada. The application is based on redefining the transmission output in terms of "point-to-point" transactions or financial transmission rights (FTRs); rebalancing the fixed and variable parts of a two-part tariff; as well as in the use of nodal pricing. The expansion of the transmission is carried out through the sale of FTRs for the congested electrical lines. The mechanism was tested in the national electric system of Mexico (SEN) with 24 nodes and 35 power line, in the Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM) grid with 17 nodes and 31 lines, and finally in the Ontario network with 10 nodes and 10 lines. The results thereof indicate that prices converge to the marginal generation cost, congestion decreases and the social benefit increases in the three systems, regardless of the organization of the electrical system, the network topology or the type of installed generation capacity

Keywords: Electricity transmission, financial transmission rights (FTRs), incentive regulation, loop-flow problem, nodal prices

^{*} Eric Zenón agradece el apoyo recibido por parte del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACYT), y de la Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Juan Rosellón agradece el apoyo del Programa Interinstitucional de Estudios sobre la Región de América del Norte (PIERAN) del Colegio de México, de la Alexander von Humboldt Foundation, y de Conacyt (p. 60334)

Introducción

Por décadas la operación de los sistemas eléctricos en el mundo presentaba un alto grado de integración vertical entre generación, transmisión y distribución. Una empresa usualmente controlaba todos los segmentos del sistema bajo el argumento económico de economías de escala y subaditividad de costos¹. Sin embargo, a inicios de 1970 en Estados Unidos (EUA) comienza el proceso de reconfiguración de la industria, modificándose principalmente el segmento de generación eléctrica y permitiéndose el acceso a productores independientes. Es hasta finales de la década de 1990 que se reestructuran todos los segmentos del sistema eléctricos en EUA y de algunas regiones en Canadá, garantizándose el acceso y la competencia a terceros en mercados de electricidad, mientras que en México las principales reformas tienen lugar sólo en el segmento de generación, permaneciendo sin cambios el sistema de transmisión². Los resultados en los países que reestructuraron sus sistemas de transmisión han sido variados; aún hoy en día se continúa escribiendo al respecto³.

En la última década en Norteamérica, Europa occidental y algunos países de Sudamérica se han analizado los aspectos que comprometen el funcionamiento de la capacidad de transmisión en los sistemas eléctricos [Joskow, 2005a y 2005b]. El crecimiento sostenido en la carga, aumentos en los intercambios de electricidad entre las áreas de control, la construcción de nueva capacidad de generación que sobrepasa la capacidad de la red, el mantenimiento y la falta de inversión para su expansión son algunos de los principales elementos identificados que afectan el funcionamiento de la red y causan el congestionamiento de transmisión eléctrica. La expansión eficiente de la red de transmisión mejora el desempeño de todo el sistema eléctrico en términos de calidad, mínimo costo, confiabilidad y acceso.

En este documento, se propone la aplicación de un mecanismo de mercado y regulatorio (híbrido) que promueve los incentivos necesarios para la expansión de la transmisión, atrae inversión y resuelve el problema de la congestión. El mecanismo considera factores económicos que equilibran las necesidades de los agentes por nodo (zona, área o región) y factores físicos que consideran las restricciones de balance de las líneas de transmisión. Ambos factores son sujetos a un precio máximo por periodo. El mecanismo se aplica a distintas topologías de red: 25 nodos en México, 17 nodos en el área de interconexión Pennsylvania-New Jersey-Maryland (PJM), Estados Unidos, y 10 nodos en Ontario, Canadá.

El documento está organizado en cinco secciones. En la sección 1 se hace una revisión del estado del arte sobre los mecanismos de expansión para la transmisión. En la sección 2 se describe la organización de los sistemas eléctricos para los casos de

¹ Estos argumentos son severamente debatidos principalmente debido al auge tecnológico de nuevos procesos de generación (principalmente termoelectrica) y transmisión, así como por el desarrollo de la economía de la regulación e incentivos de mercado (Ver Amstrong, Cowan y Vickers, 1994, cap. 4).

² Las formas de participación de los productores independientes varían entre países. Ver Rosellón (2007) para el caso de México.

³ La tendencia internacional de reestructuración de los sistemas eléctricos en el mundo sigue el patrón británico, e inicia principalmente en el periodo 1980-1990. Ver Hunt (2002).

estudio. La sección 3 hace una descripción del mecanismo usado en la expansión de la transmisión para los tres sistemas eléctricos. Se muestra la aplicación de un mecanismo mercado-regulatorio de dos niveles en donde la Transco maximiza el beneficio sujeto a la restricción regulatoria (problema alto), mientras que el operador independiente del sistema (ISO) o la empresa regional de transmisión (RTO) resuelve el problema de despacho económico maximizando el bienestar social sujeto a las restricciones básicas de equilibrio de la red de transmisión (problema bajo). Los dos problemas se resuelven simultáneamente. La sección 4 presenta el detalle de la simulación la cual muestra que el bienestar social esta en función de los precios nodales. Finalmente, se concluye que utilizando ponderadores de Laspeyres los precios convergen al costo marginal de generación, la congestión disminuye y el beneficio social se incrementa. El mecanismo regulatorio propuesto demuestra que se puede expandir eficientemente la red de transmisión mediante un mecanismo híbrido de mercado-regulatorio para distintas topologías de red. La sección 5 concluye.

1. Revisión de literatura

Existen en la literatura dos mecanismos regulatorios básicos para la expansión de las redes de transmisión. En ambos se involucran operadores independientes responsables de la operación del mercado (ISOs/RTOs), y el control independiente de la compañía de transmisión (Transco). Ambos mecanismos lidian de manera distinta con el problema de la congestión de la red eléctrica⁴.

El primer mecanismo se basa en la regulación de precios [Vogelsang, 2001] sobre una tarifa en dos partes. El mecanismo depende del rebalanceo de la parte fija y variable de la tarifa y del uso de precios máximos (o *price caps*). La parte fija funciona como recuperadora de los costos fijos de largo plazo (carga complementario) y la parte variable como un precio de congestión [Rosellón, 2003]. La Transco rebalancea a lo largo del tiempo las dos partes de la tarifa al igual que el regulador establece un *price-cap* que incentiva la expansión eficiente de la red. Esto promueve la expansión eficiente de la red, genera incentivos para optimizar el nivel de la congestión y, bajo determinadas condiciones, converger al estado estacionario de equilibrio (tipo Ramsey). Las principales críticas a este mecanismo recaen, por una parte, en la definición *lineal* del producto de la transmisión eléctrica para una topología de red con una sola línea y dos nodos (red radial) y por otro lado, en las propiedades de buen comportamiento (smooth behavior) de las funciones de demanda y costo de la transmisión eléctrica. El enfoque de Vogelsang (2001) es tal que solamente es aplicable a redes radiales lo cual no permite su aplicación práctica a las topologías de red malladas. Hogan (2002), argumenta que las propiedades de las funciones de costo para redes malladas son generalmente no-diferenciables e, incluso, discontinuas.

⁴ La congestión ocurre cuando la capacidad disponible a mínimo costo no puede ser suministrada debido a los límites de la capacidad de transmisión, en consecuencia unidades con costos de generación más elevado deben satisfacer la carga. El resultado es que el precio de la energía en las áreas o nodos donde existen estas restricciones tendrán precios más elevados que en otras áreas. Ver Hung-Po (1998).

El segundo mecanismo para la expansión de la transmisión utiliza los precios marginales de origen o locacionales⁵ (*Locational Marginal Prices* –LMPs–)⁷, las rentas derivadas de la congestión, así como los derechos financieros de propiedad de la transmisión⁸ (*Financial Transmission Rights* –FTRs–). La expansión de la red ocurre mediante la asignación de los derechos de propiedad, FTRs, que motivan la inversión en la red. La asignación de FTRs es subastada por un ISO. No obstante, bajo la presencia de flujos circulares en redes malladas, un cierto proyecto de expansión de la red puede generar externalidades negativas sobre los derechos de propiedad de la red o, incluso, una disminución neta de la capacidad de la red. Kristiansen y Rosellón (2010) sugieren entonces una solución mediante la cual el ISO reserva un número determinado de FTRs (*proxy*) durante el proceso de expansión. Esto con el fin de que el sistema de transmisión pueda contar con los ingresos suficientes *ex post* (después de la expansión) en el caso de que dichas externalidades negativas afecten a los propietarios de los FTRs originales (previos a la expansión).

Un nuevo enfoque es el mecanismo propuesto por Hogan, Rosellón y Vogelsang (2010) (HRV) quienes sugieren un mecanismo combinado que utiliza tanto herramientas de mercado como las regulatorias, y que considera el efecto de las restricciones físicas de la red así como la topología de la misma. Este mecanismo para la extensión de redes existentes basa su funcionamiento en términos de los FTRs, el rebalanceo de las partes fija y variable de una tarifa en dos partes, aplicando la lógica regulatoria por incentivos de Vogelsang (2001). El enfoque actúa sobre un modelo bi-nivel donde el ISO maximiza el despacho sujeto a las restricciones típicas de la red, del despacho y de la generación. Como resultado se obtienen las cargas óptimas y los precios nodales necesarios para incentivar la expansión de la red en sistemas mallados. Rosellón y Weigt (2008) desarrollan una aplicación del modelo HRV, en el que prueban como se incentiva la inversión en la red de transmisión para el noroeste de Europa (Benelux).

2. Sistemas eléctricos en Norteamérica: México, Ontario y PJM

En Norteamérica existen cinco sistemas síncronos de transmisión eléctrica distribuidos en Canadá, EUA y México (mapa 1). Cada sistema está integrado por áreas o regiones conectadas directamente o indirectamente por distintas redes de transmisión. En cuatro sistemas existe la posibilidad de intercambio de energía a través de líneas a corriente

Ver Hung-Po (1998).

⁵ PJM fue el primero en utilizar los LMP (1998) y poco después FTRs. Ver Hunt (2002).

⁶ Los Precios marginales locacionales están basados en los costos marginales de generación que satisfacen las cargas (para determinados lugares-tiempo) utilizando los recursos de generación disponibles (a mínimo costo), y considerando las restricciones físicas de la red de transmisión. Ver McGrew (2003).

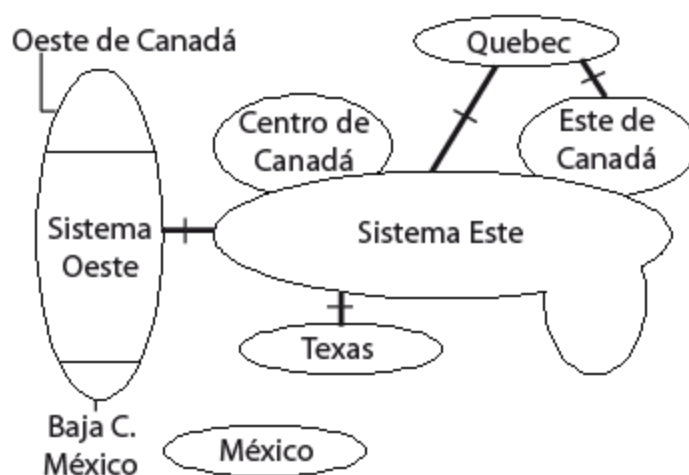
⁷ La implementación de LMPs en algunas entidades incorpora al precio las pérdidas marginales de la transmisión como componente (cómo en Nueva York (NYISO), Nueva Inglaterra (ISO-NE), Midwest (MISO), PJM y California (CAISO)). Esto significa que los LMPs varían de nodo en nodo. En el presente trabajo no tomamos como un componente de los precios nodales a la tarificación de las pérdidas marginales de la transmisión.

⁸ Un FTR es un instrumento financiero que proporciona al tenedor el derecho de recibir ganancias o pagar cargos basados en la diferencia de precios nodales (renta de congestión). Ver Hunt (2002).

directa, mientras que el sistema eléctrico de México no se encuentra integrado plenamente al conjunto de los sistemas en Norteamérica (con excepción de Baja California).

La operación de todo sistema eléctrico incluye aspectos económicos que involucran costos así como aspectos físicos en el flujo de energía. El sistema debe equilibrarse para que la energía requerida sea igual a la energía generada de forma continua y en todo momento. En este sentido, también las decisiones de expansión de la transmisión inciden directamente en los elementos que forman parte del sistema. Este escenario es aún mas complejo para un sistema de las dimensiones y de la sincronía cómo el norteamericano. En las siguientes secciones se analizarán el funcionamiento de este sistema, su estructura, las similitudes y las diferencias para las distintas redes seleccionadas en Norteamérica.

MAPA 1 SISTEMAS ELÉCTRICOS EN NORTEAMÉRICA



Fuente: Elaboración propia

2.1 Organización del sistema eléctrico de México

El modelo tradicional de funcionamiento de la industria eléctrica en México, ha sido el monopolio público verticalmente integrado. Desde 1960, es el Estado a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ⁹ el encargado de la operación del sistema eléctrico y de la exclusividad en la prestación del servicio público en todo del territorio nacional. Sin embargo a partir de 1992 se abrió la posibilidad para que los permisionarios particulares participaran en la generación de energía eléctrica que no fuera considerada como servicio público, bajo los mecanismos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, usos propios continuos, exportación e importación de electricidad (gráfica 1). Desde entonces, en el sistema eléctrico se utiliza

⁹ A partir del 11 de octubre de 2009, por decreto presidencial, la compañía Luz y Fuerza del Centro (LFC) dejó de operar la parte central del país. LFC atendía 16 Delegaciones del Distrito Federal, 81 Municipios del Estado de México, 45 Municipios del estado de Hidalgo, 2 Municipios de Morelos y 3 Municipios de Puebla. Atendía a más de 6 millones de clientes. Ver Diario Oficial de la Federación (11/10/2009).

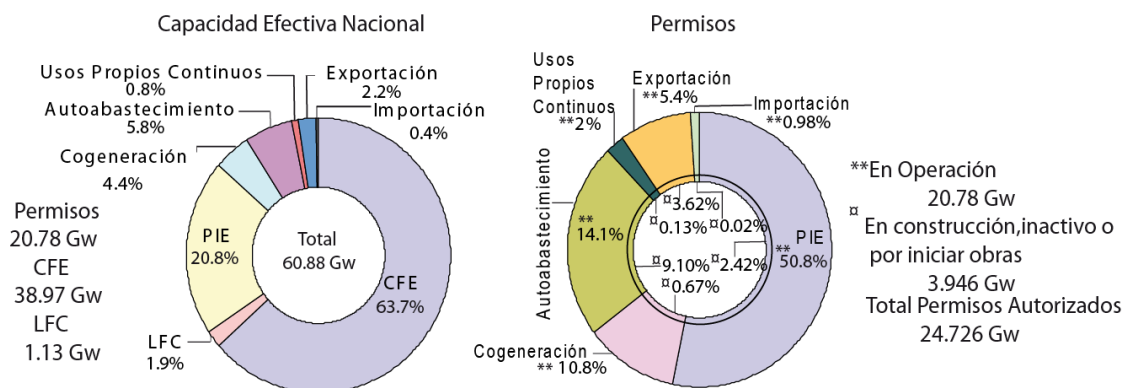
el modelo de comprador único. Las empresas privadas construyen centrales que aumentan la capacidad de generación del sistema y, en el marco de la planificación centralizada del servicio público, la CFE adquiere la energía generada (gráfica 1).

La Secretaría de Energía (SENER) establece las políticas generales de la industria mientras que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) regula las actividades de la cadena productiva. La organización del sistema se efectúa a través del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cuyo objetivo es minimizar el costo de producción y transmisión en los mejores términos de calidad, voltaje, frecuencia y seguridad, apoyado por el operador del sistema. Son nueve entidades eléctricas (o centros de control de área) organizadas en cuatro islas eléctricas (por cuestiones de seguridad de la red) y que conectadas forman el Sistema Interconectado Nacional (SIN)¹⁰. La operación del sistema se efectúa a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), dependiente de la CFE que actúa como la entidad encargada de la administración, operación, despacho de generación, transacciones de energía con compañías extranjeras, acceso a la red de transmisión, planeación y supervisión.

2.1.1 Capacidad instalada en México

En 2007 la capacidad nacional instalada de generación efectiva ascendió a 60.88 GW. La CFE aportó el 63.7%, la extinta LFC participó con el 1.9% y la modalidad de permisionarios representó el 34.4%. Es de resaltar el porcentaje de participación de éstos últimos permisionarios, los Productores Independientes de Electricidad (PIE), en la capacidad efectiva de ese año (gráfica 1). Por su parte, la capacidad de generación para el servicio público ascendió a 51.228 GW. La capacidad de centrales de ciclo combinado, termoelectricas e hidroelectricas mantienen la mayor participación, 32.9%, 25.1% y 22.1%, respectivamente. Destaca asimismo la estrategia de expansión de la capacidad instalada mediante centrales de ciclo combinado que utilizan turbinas de gas (gráfica 2).

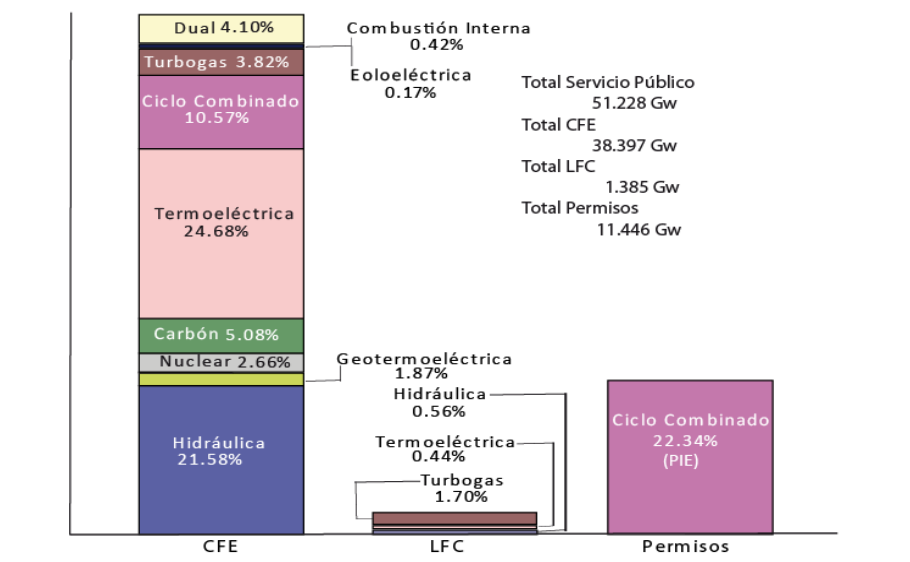
GRÁFICA 1. CAPACIDAD EFECTIVA NACIONAL INSTALADA Y PERMISOS EN 2007



¹⁰ Sólo el sistema de Baja California no está conectado al SIN. El área noreste se conectó en 2005.

Fuente: Elaboración propia con información de PSE 2007-2018 y CFE Informe Anual 2007.

GRÁFICA 2. CAPACIDAD EFECTIVA INSTALADA DEL SERVICIO PÚBLICO POR TIPO DECENTRAL 2007.



Fuente: Elaboración propia con información de PSE 2007-2018 y CFE Informe Anual 2007

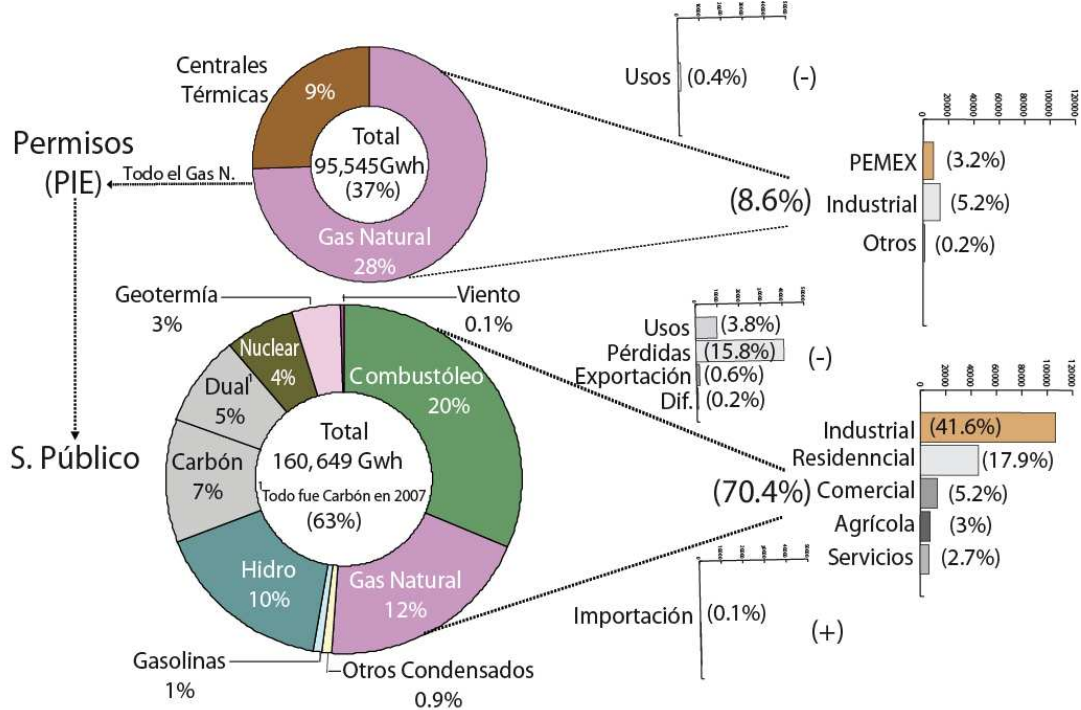
2.1.2 Generación de energía eléctrica en México

La generación de energía eléctrica en 2007 ascendió a 256,194 Gwh. La CFE y LFC participaron con 63%. Mientras que los PIE aportaron el 28% para el servicio público (gráfica 3). De acuerdo con la SENER (2008a), la generación eléctrica con base en gas natural y petrolíferos (combustóleo principalmente) asciende a 45.3% y 27.5%, respectivamente¹¹. Esto refleja la dependencia del sistema eléctrico mexicano en los hidrocarburos.

Por su parte, el consumo nacional de energía está integrado por las ventas internas para el servicio público y por el consumo de la energía generada por los permisionarios PIEs [SENER, 2008b]. Las ventas internas en 2007 ascendieron a 180,361 Gwh. El sector industrial y residencial consumen la mayor parte de la energía eléctrica producida: 41.6% y 17.9%, respectivamente (gráfica 3). Por su parte, los permisionarios produjeron 23, 057 Gwh aproximadamente, lo que representa el 8.6% de la energía producida en el país (0.4% es utilizada en usos propios). En este rubro el sector industrial y Petróleos Mexicanos (PEMEX) consumen la mayor parte de la energía generada por los PIEs, 5.2% y 3.2% respectivamente.

¹¹ El porcentaje restante se integra de la siguiente forma: Energía Hídrica 11.6%, Carbón 7.8%, Energía Nuclear 4.5% y 3.3 Energía Renovable.

GRÁFICA 3. DESTINO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN 2007



Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2008a y 2008b) y CFE (2008).

2.1.3 Sistema de transmisión en México

El Estado a través de la CFE establece los mecanismos para la expansión de la transmisión, generalmente la adición de nuevas redes de transmisión se realiza bajo el evaluaciones de carácter financiero y económico. En 2007 la red de distribución y transmisión ascendía a 756,151 km. El 90.7% corresponde a líneas de CFE mientras que el restante 9.3% pertenecían a LFC. La composición de las líneas de acuerdo a su nivel de tensión para ese año es como sigue: 6.1% líneas de transmisión en tensiones de 400 kv a 230 kv, 6.2% a líneas de 161 kv a 69 kv, 45.5% líneas de 34.5 kv a 24 kv y 42.2% a líneas de baja tensión, subterráneas y de LFC. La red de transmisión creció a una tasa anual de 2.6% durante el periodo 1997 a 2007 [SENER, 2008b].

Durante el periodo 2000 a 2007 se incrementaron las líneas de transmisión de CFE y LFC (alta, media, baja y líneas subterráneas) en 134, 156 km, respectivamente. Por otro lado, en el periodo comprendido entre 1981-2007 las líneas de transmisión de 400 kv de CFE y LFC crecieron a un tasa anual del 4.6%, mientras que las líneas de 230 kv crecieron a una tasa anual de 4% (tabla 1). La demanda de electricidad presenta una tasa de crecimiento anual de 5.6% durante el periodo 2002 a 2011 [Rosellón, 2007]. En el futuro se requerirá de inversión que expanda la red para continuar con los indicadores de confiabilidad y seguridad de la red. La expansión de la transmisión en el sistema eléctrico ha evolucionado con el tiempo. En 1996 existían 32 regiones (nodos) interconectadas. Para 2007 el número de regiones se incremento a 50. Desde entonces,

42 nodos están interconectados. El resto se encuentra en dos grupos de 3 y 5 nodos respectivamente, ubicados en la zona de Baja California (Baja California Norte se encuentra integrada a la región Oeste de Estados Unidos).

A partir de 2001 la CFE implementó un mercado *sombra* virtual que emplea el método *MW-Mile* para determinar las tarifas de transmisión. Los objetivos principales al crear este mercado interno responden a que las divisiones de generación y distribución puedan operar en un entorno competitivo, incentivando la participación de productores externos [Rosellón, 2007] para atraer inversión sin comprometer los recursos presupuestales. Al emplear este sistema para fijación de precios nodales, el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE, dependiente de la CFE) refleja una estructura de congestión en el norte y centro del país, así como también congestionamiento en el sur del país. La existencia de estas zonas evidencia la susceptibilidad de tener los generadores para obtener mayores rentas de congestión. Expandir eficientemente las líneas de transmisión necesarias deben cubrir para mitigar el efecto de las externalidades negativas de la congestión [Rosellón, 2007].

TABLA 1. LONGITUD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Año	CFE		LFC	
	Nivel de Tensión Kv			
	400	230	400	230
1981	5,977	9,581	225	786
1982	6,035	10,801	291	786
1983	6,080	10,892	291	786
1984	6,287	11,515	291	834
1985	7,610	12,237	291	842
1986	7,827	13,174	291	842
1987	7,908	13,925	291	851
1988	8,380	15,283	342	851
1989	8,810	16,090	379	888
1990	9,099	16,417	379	918
1991	9,103	17,315	379	920
1992	9,162	17,673	379	983
1993	9,710	18,267	379	920
1994	10,623	18,217	379	920
1995	10,979	18,532	379	921
1996	11,337	18,878	379	992
1997	11,908	19,375	379	993
1998	12,249	20,292	379	995
1999	12,399	21,224	379	995
2000	13,165	21,598	379	995
2001	13,695	22,645	379	995
2002	14,503	24,060	389	1,076
2003	15,999	24,773	389	1,076
2004	17,790	25,687	389	1,076
2005	18,144	27,148	389	1,076
2006	19,265	27,745	389	1,127
2007	19,855	28,164	389	1,127
Total	303,899	501,508	9,574	25,571

Fuente: Rosellón, 2007 y CFE informe Anual 1999-2007.

2.2 Organización del sistema eléctrico de EUA

Históricamente el sistema eléctrico de Estados Unidos (EUA) ha funcionado como un sistema fragmentado en regiones¹², y con estructuras industriales y metodologías de precios distintas. En sus inicios, el sistema eléctrico estadounidense operó bajo el esquema de empresas eléctricas (*utilities*) regionales integradas verticalmente¹³ que controlaban los eslabones de generación, transmisión y distribución bajo tres modalidades principalmente: inversionistas (privados o públicos) para el servicio público (*Investor-owned utility* –IOU), empresas municipales¹⁴ y públicas distritales para el servicio público¹⁵ (*Municipal utility and Public utility district* –Muni y PUD-) y cooperativas rurales de electricidad (*Rural electric co-op*), éstas últimas con muy poca participación en el sistema. A principios de 1978 (*Public Utilities Regulatory Policy Act* –PURPA¹⁶–) se modificó este modelo permitiéndose el acceso en el segmento de generación a productores independientes de electricidad (además de los generadores ya existentes: IOU, Muni, PUD, Co-op) y se constituyeron los ISOs como propiedad de las *utilities*. El objetivo era coordinar el mercado de electricidad siendo las *utilities* dueñas de la transmisión y la distribución del sistema.

A mediados de 1990 se aceleró el proceso de reestructuración y se permitió el libre acceso a la red de transmisión (*order* 888 y 889¹⁷). A partir de entonces surgieron nuevos esquemas de funcionamiento del mercado y acceso a la red en algunas regiones (sobre todo en el noreste), aunque varios estados no modificaron su *status quo* regulatorio sin presencia de mercados eléctricos. En el modelo de mercado mayorista se estableció un mercado minorista integrado con transmisión y distribución propiedad de las *utilities* que proveía exclusivamente electricidad a consumidores residenciales y a consumidores comerciales pequeños. Paralelamente, co-existía un mercado mayorista que vendía directamente la electricidad a grandes consumidores comerciales e industriales. En este modelo, el ISO era responsable por la operación y balance del sistema implementando las reglas y determinando el acceso a la transmisión.

En el actual contexto de modelo de competencia completa implementado en algunas regiones (e.g. PJM, Nueva York (NYISO), New England (ISO-NE)), los agentes económicos que interactúan dentro la operación del sistema se agrupan de acuerdo a su régimen de propiedad, operación técnica, legal, económica y regulatoria. Las *utilities* son removidas de la función exclusiva de venta y generación. Ahora, participan también PIEs, comerciales e industriales, principalmente. Los encargados de la transmisión son típicamente las *utilities* (IOUs, Munis, PUDs, Co-ops) y con

¹² Por el tamaño de los consumidores domésticos e industriales y por el número de entidades que son propietarios de segmentos del sistema eléctrico. Ver Gilbert (1996).

¹³ Actualmente operan empresas integradas verticalmente con la excepción que comparten generación y transmisión. Ver FERC (www.ferc.gov).

¹⁴ Empresas de control gubernamental responsables de proveer el servicio de electricidad. Ver FERC (www.ferc.gov).

¹⁵ Grupo de ciudades encargadas del suministro de electricidad. Ver FERC (www.ferc.gov).

¹⁶ Ver FERC (www.ferc.gov).

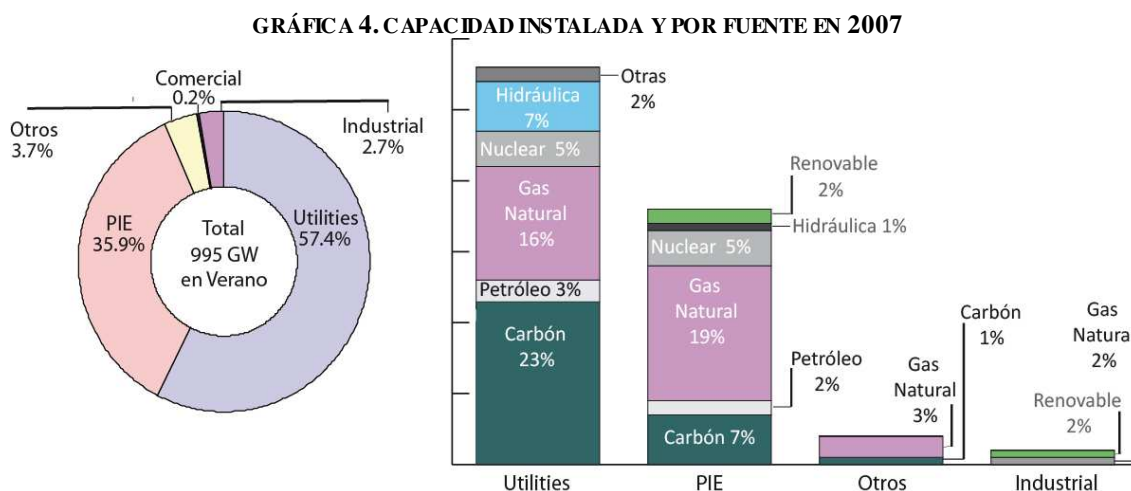
¹⁷ Ver FERC (www.ferc.gov).

regulación de la agencia federal (*Federal Energy Regulatory Commission -FERC*)¹⁸. Por su parte, la distribución de electricidad pertenece y es operada en su gran mayoría también por las *utilities*, manteniéndose el libre acceso a terceros.

Los ISOs/RTOs administran el sistema y controlan la operación de los generadores, compañías de transmisión y el mercado en cada área. El mercado minorista suministra electricidad a los consumidores residenciales, mientras que el mercado mayorista lo hace a consumidores industriales. Ambos mercados pueden suministrar energía a los consumidores comerciales. Todos los usuarios son libres de escoger al suministrador de electricidad de su elección (FERC, 2009).

2.2.1 Capacidad instalada en EUA

En 2007 la capacidad instalada de generación efectiva ascendió a 995 GW durante el verano (*Energy Information Administration –EIA-*)¹⁹. Las *utilities* aportaron el 57.4%, las PIEs participaron con el 35.9%, la modalidad capacidad de generación comercial e industrial representaron el 0.2% y 2.7% respectivamente. Finalmente, los otros generados participaron con el 3.7% (gráfica 4). Destaca la capacidad instalada apoyada en gas natural (41%) que supera la capacidad instalada de carbón 31% (aunque se genera más electricidad con carbón debido a su precio bajo) y la poca dependencia de capacidad que se tiene de los petrolíferos 5% (con excepción del gas natural), esta última comparable con la capacidad de generación de las energías renovables 4% (gráfica 4).



Fuente: Elaboración propia con base en DOE y EIA 2009.

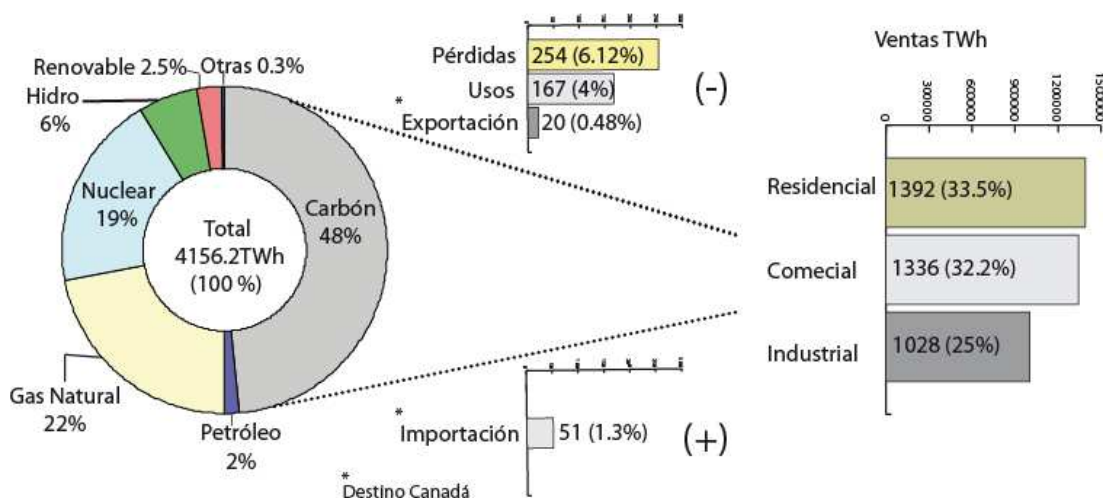
2.2.2 Generación de energía eléctrica en EUA

¹⁸ La FERC otorga licencias para la generación y la transmisión y mientras que los Estados garantizan el acceso no discriminatorio al sistema eléctrico. Ver FERC (www.ferc.gov).

¹⁹ En invierno la capacidad instalada aumenta en 11% aproximadamente. Ver DOE (www.energy.gov).

La generación de energía eléctrica en 2007 ascendió a 4,156 Twh. La generación eléctrica por tipo de fuente se basa principalmente en el carbón 48%, gas natural y energía nuclear, 22% y 19% respectivamente. Las ventas en 2007 ascendieron a 3,756 Twh. El sector residencial y comercial consumen la mayor parte de la energía eléctrica, 33.5% y 32.2% respectivamente. El sector industrial consume el 25% (gráfica 5).

GRÁFICA 5. GENERACIÓN Y DESTINO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN 2007



Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

2.2.3 Transmisión del sistema eléctrico en EUA

El sistema eléctrico se encuentra organizado en tres sistemas regionales de transmisión (mapa 2):

1. El Sistema Este (que integra el sistema central de EUA y el Este de Canadá) que interactúa con el sistema de transmisión de Quebec en Canadá,
2. El Sistema Oeste que integra el sistema Oeste de Canadá y Baja California de México.
3. El Sistema de Texas.

Los sistemas regionales operan independientemente uno del otro²⁰ de acuerdo a la regulación federal de la FERC, y en coordinación con el funcionamiento de los sistemas eléctricos pertenecientes a los países colindantes²¹

Cada uno de los ocho sistemas de transmisión²² está dividido en varias áreas de control que tienen como objetivo mantener los flujos eléctricos en coordinación, así

²⁰ Aunque existen intercambios asíncronos de electricidad a través de las líneas conectadas directamente en todo el sistema de transmisión.

²¹ Las interconexiones asíncronas se realizan con líneas de transmisión en corriente directa de alto voltaje. Ver NERC (www.nerc.com).

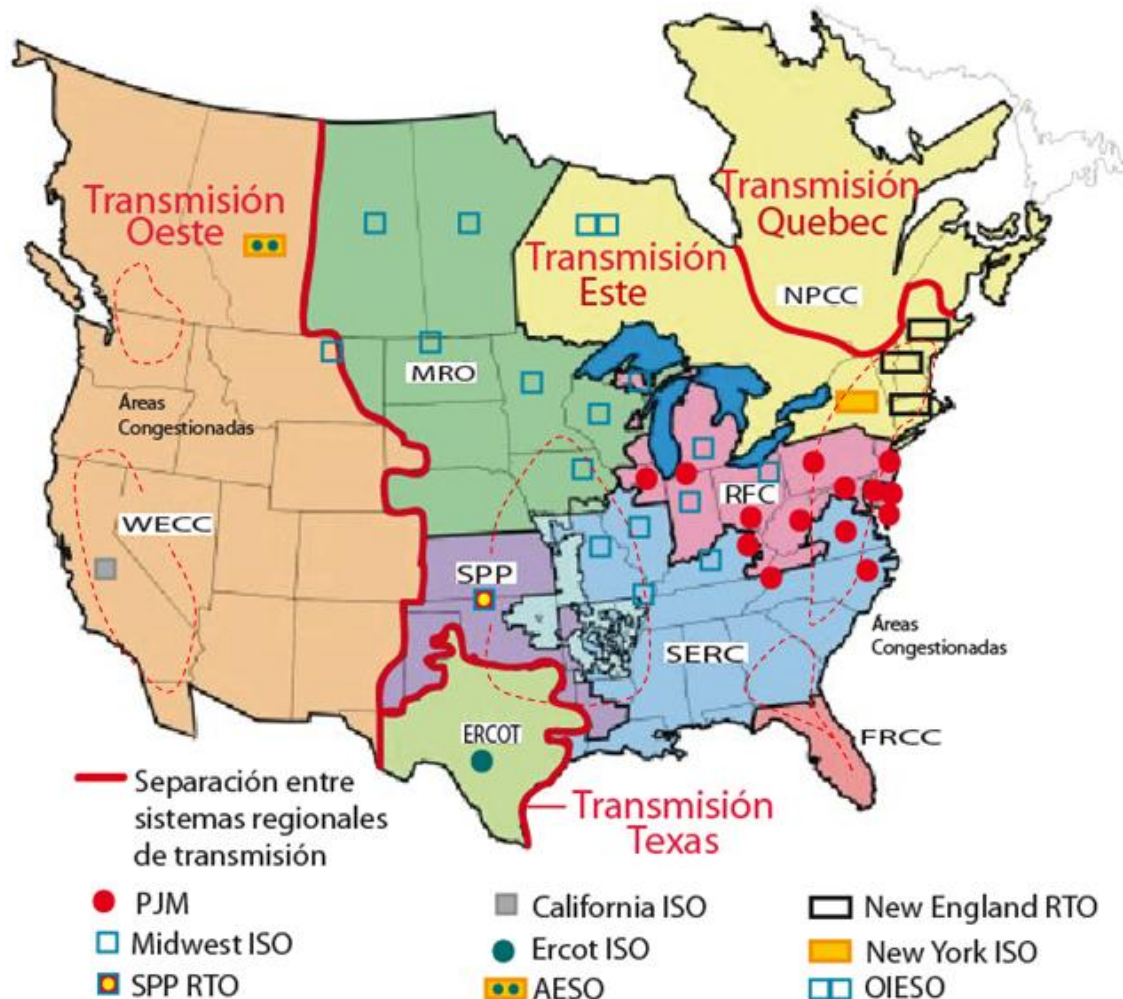
como garantizar la seguridad de operación el sistema. Existen también Transcos que tienen como objetivo construir, mantener y operar el sistema de transmisión y/o proveer seguridad sobre el sistema en determinadas entidades bajo el control de ISOs/RTOs que operan una o varias áreas simultáneamente (mapa 2). Desde finales de 1968, todos los sistemas de interconexión y áreas están coordinados técnicamente por el Consejo de Seguridad Eléctrica de Norteamérica (*North American Electricity Reliability Council - NERC-*) (NERC, 2009). La regulación de los sistemas regionales es responsabilidad de los estados (Public Utilities Commissions -PUCs-), y del gobierno federal (FERC).

Hasta antes del acceso abierto a la red de transmisión (order 888 y 889), las *utilities* (principalmente las IOUs) determinaban la cantidad de energía a transmitir y los remanentes los enviaban discrecionalmente a otras *utilities* con base en costos promedio. En presencia de problemas en la seguridad de la red como las sobrecargas (y, por lo tanto, de congestión) las *utilities* internalizaban los costos de transacción y enviaban o requerían la energía a los sistemas más cercanos. Lo anterior creaba un mecanismo costoso e ineficiente [Rodger and Felder, 2001]. Después de la regulación del acceso abierto al sistema de transmisión en EUA, no se ha distinguido un mecanismo común para expandir las redes de transmisión. Los requerimientos de inversión para la expansión de la red de transmisión están en función de las necesidades de los estados y de las regiones con mercados competitivos. Esto es, no existe una política definida única en todo el país para la expansión de las redes y para los costos asociados [Joskow, 2005b]. No obstante en regiones con ISOs (por ejemplo en PJM/RTO) los problemas de congestión, expansión e inversión son tratados generalmente a través de transacciones punto a punto (FTRs) con obligaciones u opciones financieras.

En 2002, la red de transmisión eléctrica ascendió a 255, 195 Km (líneas de 230 kv a 756 kv). En el periodo comprendido entre 1992 a 2002 la red de transmisión creció a una tasa anual de 0.6% [DOE, 2009]. En 2007, existen aproximadamente 3152 entidades propietarias de la red de transmisión de las cuales 240 son IOUs, 2009 *utilities*, 894 cooperativas y 9 *utilities* federales. Aunque el número de *utilities* es superior al resto de las entidades, el 74% del segmento de la transmisión es propiedad de las IOUs. Las *utilities* poseen el 16%, mientras que las cooperativas y *utilities* federales el 9% y 1%, respectivamente. En 2006 se detectaron áreas congestionadas que generaban externalidades negativas en las zonas de Oeste y Este del sistema de transmisión. En el Oeste se identificó la zona operada por CAISO y el sur de British Columbia. En el Este las zonas congestionadas corresponden al área operada por PJM y NYISO (en su costa), además de la zona de control FRCC colindante con la SERC. De igual forma, se presentó congestión en la zona que comparten ERCOT-SSP-SERC-MRO (mapa 2).

**MAPA 2. REGIONES DE LA NERC Y SISTEMAS DE TRANSMISIÓN
(OPERADORES DE LA RED Y ZONAS CONGESTIONADAS)**

²² Florida Reliability Coordinating Council (FRCC), Midwest Reliability Organization (MRO), Northeast Power Coordinating Council (NPCC), Southeast Electric Reliability Council (SERC), Southwest Power Pool (SSP), Electricity Reliability of Texas (ERCOT), Western Electricity Coordinating Council (WECC), Reliability First Corporation (RFC). Ver FERC (www.ferc.gov).



Fuente: Elaboración propia con base en FERC, EIA y NERC, 2009

2.3 PJM²³

La interconexión PJM es una RTO que desde 1998 opera el mercado de electricidad de esa región²⁴. En 2004 se expandió al Oeste para convertirse en el mercado más grande de EUA con operaciones en 13 estados y un distrito (gráfica 6)²⁵. PJM está regulada por la FERC quien también autoriza a PJM para administrar la confiabilidad de la red de transmisión (dentro del ámbito de la NERC), así como el mercado de electricidad dentro de sus áreas de control. PJM tiene acceso a dos áreas de control; Southeast Electric Reliability Council (SERC) y Reliability First Corporation (RFC), ambas pertenecientes

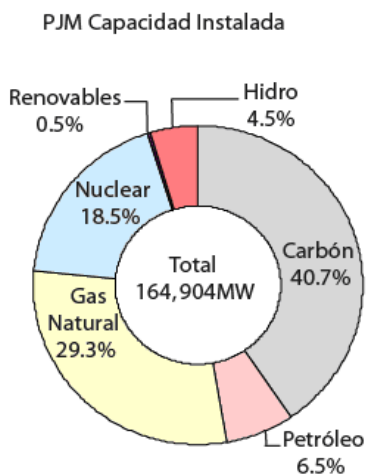
²³Es el nombre que recibe el mercado de energía formado originalmente en 1927 por tres *utilities* de Pennsylvania, New Jersey y Maryland). Ver PJM (www.pjm.com)

²⁴ En 1998 PJM se convirtió en un ISO, y en 2002 en un RTO. Ver PJM (www.pjm.com).

²⁵ Delaware Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia y el distrito de Columbia PJM (www.pjm.com)

al sistema regional de transmisión Este. En 2008 poseía una capacidad instalada de generación de 164,904 MW (17% aproximadamente de la capacidad total nacional). La capacidad instalada por tipo de fuente está compuesta por carbón (40.7%) gas natural (29.3%), nuclear (18.5%), petróleo (6.5%), hidráulica (4.5%) y renovables (0.5%). La red de transmisión es propiedad de las *IOUs* y está conformada por 86,707 km de líneas de transmisión (29% de la red nacional) que van de 230 Kv a 765 Kv. La electricidad generada asciende a 752,095 GWh (18% del total nacional). La composición por tipo de fuente está representada por carbón (55.3%), nuclear (33.9%), gas natural (7.7%), hidráulica (1.7%), desperdicios (0.7%), petróleo (0.5%) y viento (0.2%). PJM posee grandes interfaces de conexión. Para exportación cuenta con NYISO y otra con *Michigan Electric Coordinated System* en las que se exporta cerca del 20% del total. En el caso de importación cuenta con tres interfaces de conexión con *Illinois Power*, *Ohio Valley Electric Corporation* y *First Energy*, cada una con 30% del total [PJM, 2009].

GRÁFICA 6. CAPACIDAD INSTALADA (POR FUENTE), CARGA Y TRANSMISIÓN EN 2008



Fuente: PJM, 2009^a

PJM administra diariamente un mercado basado en ofertas competitivas entre suministradores de carga y generadores²⁶. Opera cinco mercados²⁷: energía (cotidiano y tiempo Real), capacidad (cotidiano o por Intervalos; mensual, multi-mensual), regulatorio, reservas, FTRs (mensual o anual) y también administra las tarifas de libre acceso a la red de transmisión. PJM despacha la generación de electricidad instantáneamente en función de las cargas requeridas (por nodo) por medio de la regla de merito (LMP), considerando las restricciones físicas de la red de transmisión. El análisis de congestión de redes es central en la implementación de las disposiciones de la FERC.

²⁶ La estructura corporativa de PJM es independiente del mercado (mayorista o al por menor). PJM no es propietaria de la generación, transmisión o distribución. Ver PJM (www.pjm.com)

²⁷ Las operaciones que se realizan son operaciones de compra y venta de energía, suministro y contratos a plazos. Ver PJM (www.pjm.com)

Se identifican áreas con requerimientos de inversión en transmisión con la finalidad de mitigar los efectos negativos de la congestión, y reforzar la competencia entre generadores. En este sentido, PJM implementa planes regionales de expansión de la transmisión, identificando los proyectos que se requieren para que los propietarios de la red inviertan en los lugares seleccionados²⁸.

De acuerdo al Departamento de Energía (Department of Energy -DOE-), en 2006 se identificaron zonas críticas de congestión en PJM. Los resultados del análisis mostraron que la costa Este de PJM y NYISO eran de las más afectadas por la congestión en la interconexión de transmisión (Pittsburgh, Washington DC, Baltimore, Philadelphia, New York y Boston).

2.4 Organización del sistema eléctrico de Canadá

Canadá es parte del Consejo de Seguridad Eléctrica de Norteamérica –NERC-. El sistema de electricidad se encuentra organizado en tres sistemas regionales de transmisión. El sistema Este (integrado a la región centro de Canadá y también con el Este de EUA), el Oeste (integrado al Oeste de EUA) y el sistema Quebec (mapa1). Existen intercambios asíncronos de electricidad entre regiones. Las diez provincias y los tres territorios establecen su propia política para sus sistemas eléctricos en tres niveles: federal, provincial y territorial. El regulador federal del sector eléctrico es la *National Energy Board* (NEB) encargada de los lineamientos generales de la política energética nacional.

La regulación y operación de la red de transmisión se efectúa a través de ISOs (sólo en dos provincias), y autoridades provinciales (consejo de energía local e instituciones de gobierno locales). A partir de 1999²⁹, Alberta (*Alberta Electric System Operator* -AESO-) y Ontario³⁰ (*Ontario Independent Electricity System Operator* -OIESO-) establecieron mercados de electricidad con acceso a la competencia en generación-transmisión-distribución (mapa1). Por su parte las provincias de British Columbia, Saskatchewan, Manitoba, New Brunswick y Québec separaron los segmentos verticalmente integrados de generación-transmisión, aunque continúan administrados por sus respectivas empresas públicas. En las provincias de Newfoundland, Prince Edward Island, Nova Scotia se permite el acceso restringido a la gran industria en generación y transmisión. La inversión en red de transmisión se basa en la planeación tradicional de recuperación de costos de capital. La red de transmisión posee una longitud total de 160,000 Km, con líneas que van de 230 a 500 Kv, mientras que la capacidad instalada de generación en 2007 ascendió a 127 GW.

2.4.1 Generación de energía eléctrica en Canadá

²⁸ Si el mercado no puede resolver el problema de la congestión a través de subastas de FTRs en un periodo de tiempo apropiado, entonces PJM –y después de un análisis costo beneficio-- determina la solución que se implementará bajo los términos del plan regional de expansión. Ver PJM (www.pjm.com).

²⁹ Aunque fue a partir de 1998 que comenzaron iniciativas para operar un mercado eléctrico con acceso libre a terceros. Ver IESO (www.ieso.com).

³⁰ En 2005 éste volvió a ser regulado por el estado. Ver IESO (www.ieso.com).

La generación de electricidad asciende a 631 TWh. Aproximadamente se genera el 57% de la electricidad con fuentes hidráulicas, carbón 18%, nuclear 15%, gas 6.4%, petróleo 1.6% y otras fuentes 2%. Los sectores económicos consumen 511 TWh (81%) de la energía eléctrica generada. Se exporta 51 TWh (8%) y se importan 20 TWh (3.2%) de EUA (gráfica 5). El propio sistema consume 2.8% de la energía generada y pierde en transporte (pérdidas técnicas) aproximadamente 5%.

2.5 Ontario

Ontario Hydro (empresa verticalmente integrada) proveía el servicio de electricidad en la provincia de Ontario hasta mediados de 1990. A principios de 1998, la empresa se reestructuró separándose en dos compañías, una dedicada a la generación (Ontario Power Generation) y la otra a la transmisión (Hydro One). Con la reestructuración del sistema se creó un mercado de electricidad con acceso libre a la red de transmisión. Se constituyó un operador del sistema denominado OIESO. El objetivo del ISO era la operación del mercado así como garantizar el acceso a la red de transmisión. La reestructuración no produjo los mejores resultados en términos de precios bajos a los consumidores, y se generaron déficits de inversión en la transmisión. En los últimos años, el Estado ha hecho hincapié en los requerimientos del sistema de transmisión para asegurar la confiabilidad en términos de calidad y precio. En el corto plazo, Ontario requiere de inversión para mantener la operación y seguridad de la red. El costo de mantenimiento del sistema puede comprometer a los gobiernos de las provincias a no cumplir con sus metas de salud, educación y otras infraestructuras [IESO, 2009]. Por lo anterior, Ontario requiere de un modelo que atraiga la inversión y disminuya la congestión sin comprometer la operación del sistema.

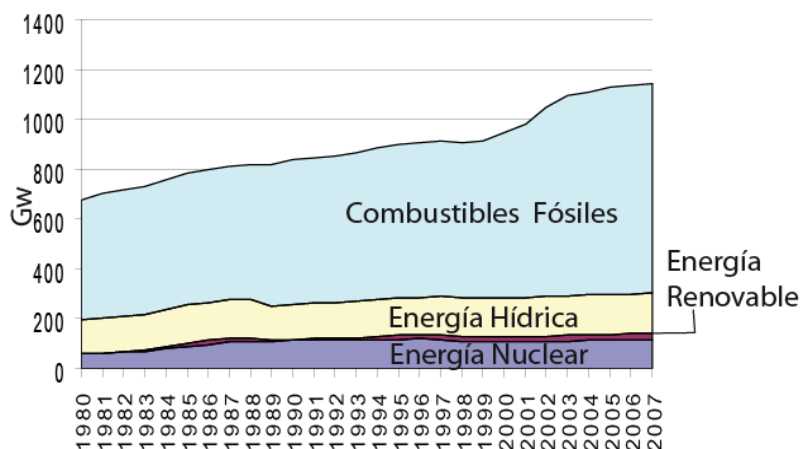
A finales de 2008 Ontario contaba con una capacidad instalada de generación de 34,056 MW (27% de la capacidad total nacional). La capacidad instalada por tipo de fuente estaba compuesta por 33.6% de energía nuclear, 23% de energía hidráulica, 18.9% de carbón, 16% de gas, 2.1% de energía eólica y 6.5% de otras fuentes. La provincia está integrada al sistema regional de transmisión Este de EUA. La red de transmisión es casi en su totalidad propiedad de *Hydro One* (empresa pública) y consta de 29, 219 Km de longitud (18.3% de la red nacional). Está conectada con Manitoba, Quebec, Nueva York, Michigan y Minnesota. La electricidad generada proviene de la energía nuclear (53%), hidráulica (24.1%), carbón (14.5%), petróleo y gas (6.9%), viento (0.9%) y otras fuentes (0.6%). Importa 11.3 TWh (56.5% del total nacional) y exporta 22.2 TWh (43.5% del total nacional) a otras regiones en EUA.

2.6 Capacidad instalada conjunta de generación y transmisión en los sistemas eléctricos norteamericanos

La capacidad instalada conjunta en Norteamérica ascendió a 1, 183.48³¹ Gw en 2007 (gráfica 7). México participa con el 5.1%, EUA 84% y Canadá 10.9%. En el caso particular de PJM y Ontario, el porcentaje de participación integrado es de 13.9% y 2.8%, respectivamente. En toda la región norteamericana, el tipo de generación está sustentada en el uso de combustibles fósiles, energía hídrica y nuclear. No obstante, los niveles de composición instalada varían entre los tres países. En México el tipo de instalaciones para generación de electricidad está sustentada en combustibles de origen fósil, principalmente gas natural (2.3% del total en Norteamérica), combustóleo (1.3%) y de energía hídrica (1.1%). Mientras tanto, en EUA la capacidad instalada corresponde a plantas intensivas en uso de gas natural (33.6%), carbón (26%) y energía nuclear (8.4%). En PJM, el porcentaje mayor de capacidad instalada corresponde a carbón (5.7%), gas natural (4%) y nuclear (2.6%). En Canadá la capacidad corresponde a centrales de origen hídrico (6.2%), carbón (2.5%) y centrales nucleares (1.1). En Ontario, la capacidad instalada con mayor presencia corresponde a energía nuclear (0.96%), energía hidráulica (0.66%), y carbón (0.54%).

Como se puede observar, la capacidad instalada de EUA supera casi en ocho veces la capacidad instalada de Canadá y más de dieciséis veces la capacidad instalada de México. Adicionalmente, la capacidad instalada en PJM duplica la capacidad de México y quintuplica la capacidad instalada de Ontario (grafica 8).

GRÁFICA 7. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA CONJUNTA EN NORTEAMÉRICA



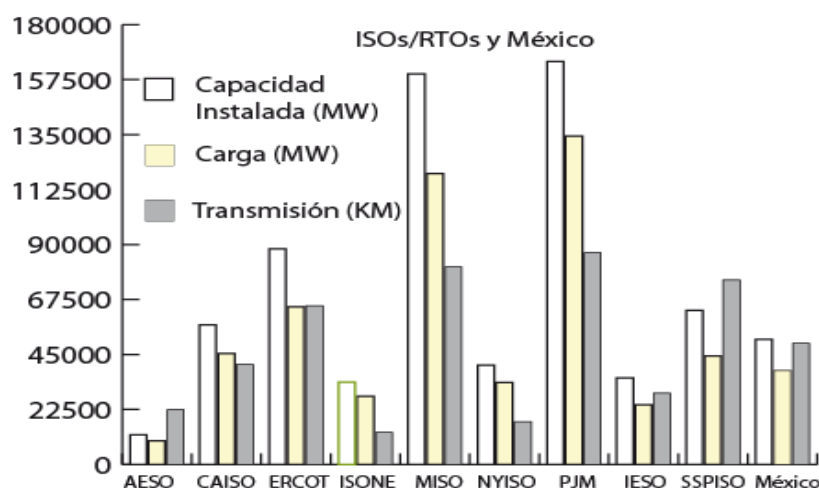
Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

Asimismo, podemos observar que el sistema de PJM posee una capacidad instalada intensiva en el carbón y el gas natural mientras que en EUA la capacidad

³¹ Para EUA se presenta la capacidad instalada en el verano. Durante el invierno la capacidad instalada aumenta en 11% aproximadamente. Ver FERC (www.ferc.gov).

instalada dominante es la del gas natural, y el carbón en segunda posición. Cabe destacar que Ontario concentra más del 85% de la capacidad instalada nuclear existente en Canadá y, adicionalmente, cuenta con una mezcla balanceada de capacidad instalada (energía hidráulica y carbón) que le permite exportar al Este de EUA. Es notable también que tanto en EUA como en México la capacidad instalada de generación sea intensiva en el uso de combustibles de origen fósil. No obstante, EUA maximiza el beneficio que le otorga el uso de carbón (por sus reservas *in situ*), el gas natural (asociado al bajo costo de instalación y mantenimiento en comparación con otras tecnologías) y la tecnología nuclear. Mientras tanto, en México la capacidad instalada depende del gas natural, el combustóleo y la energía hidráulica, principalmente.

GRÁFICA 8. CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN, DEMANDA Y LONGITUD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN LOS TRES SISTEMAS



Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

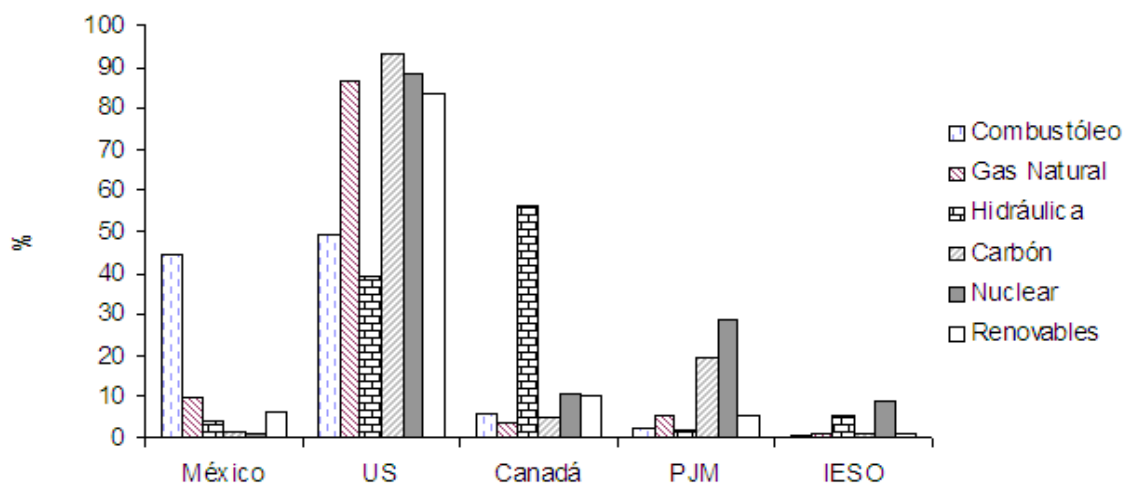
El sistema de transmisión conjunto en Norteamérica asciende a 506,535 km de longitud en líneas que van de 230 a 756 kv. México participa con el 9%, Canadá con el 32% y EUA con el 59%. Por su parte los sistemas de PJM y Ontario participan con el 17.1% y 5.8% respectivamente. El sistema PJM es casi 3 veces más grande que el de Ontario y, aproximadamente, 2 veces el sistema de transmisión de México (gráfica 8).

2.6.1 Generación conjunta de energía en Norteamérica

La electricidad generada en Norteamérica asciende a 5,043 Twh. México participó con 5%, EUA 82% y Canadá 12.5%. El sistema PJM generó 15% y Ontario 2.9%. La generación de electricidad en la región con base en carbón asciende a 42.4%, con gas natural suma 21%, y con energía hídrica 12.6%. La energía nuclear asciende al 17.7%, combustóleo al 3.3% y, finalmente, energía renovable al 2.5%. En México se produce electricidad con el 44.4% del combustóleo que se consume en la región, mientras que en EUA produce energía eléctrica con el 49.5% del combustóleo. Por su parte Canadá

utiliza el 57% de la energía hídrica, y PJM el 29% de la energía nuclear de la región (gráfica 9).

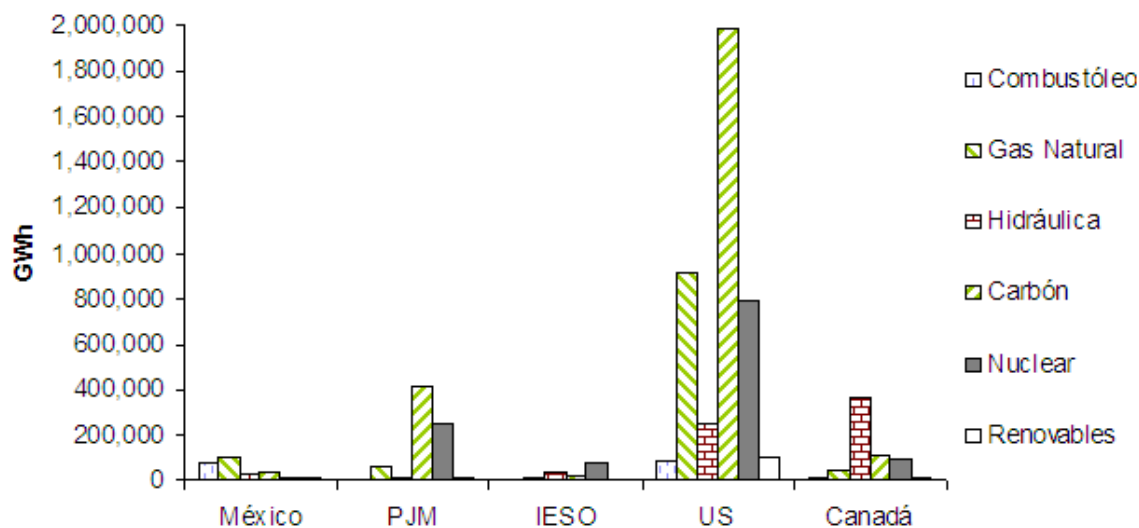
GRÁFICA 9. FUENTES DE ENERGÍA RESPECTO AL TOTAL EN NORTEAMÉRICA



Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

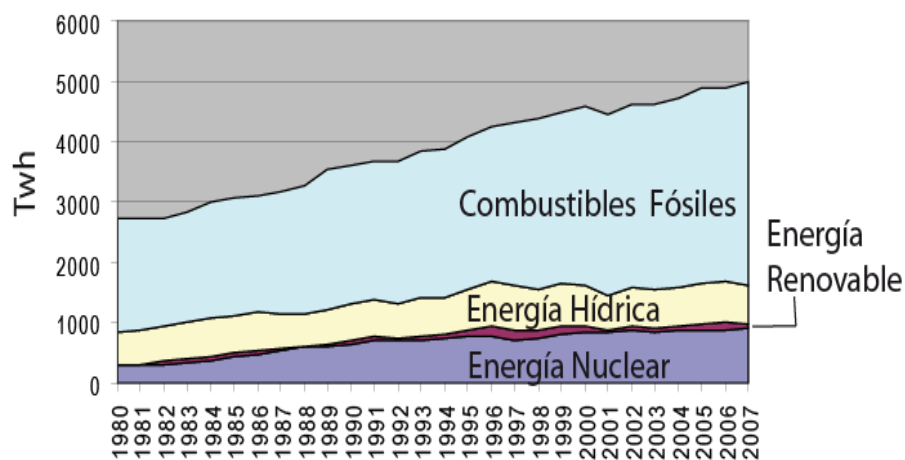
En México, la generación de electricidad está sustentada en los combustibles de origen fósil: gas natural (2% del total de Norteamérica) y combustóleo (1.5%), mientras que en EUA el total de la generación está basada en carbón (40%), gas natural (18%), y energía nuclear (16%). En PJM el porcentaje mayor de generación corresponde a carbón y energía nuclear (8.3% y 5% respectivamente). En Canadá la electricidad proviene en mayor porcentaje de la energía hidráulica (7.1%), carbón (2.3%), y energía nuclear (2%), mientras que en Ontario la generación de electricidad proviene en mayor porcentaje de energía nuclear (1.7%), hidráulica (0.71%) y carbón (0.43%) (gráfica 10). Se observa entonces que en la región norteamericana la generación de electricidad se sustenta cada vez más en los combustibles de origen fósil (gráfica 11).

GRÁFICA 10. GENERACIÓN POR TIPO DE ENERGÍA



Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

GRÁFICA 11. EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN NORTEAMÉRICA



Fuente: Elaboración propia con base en DOE, 2009

3 Modelo

El modelo presentado en este trabajo integra conceptos principales de Vogelsang (2001), HRV, y Rosellón y Weigt (2008). Las herramientas de mercado-regulación y ecuaciones de balance de energía se combinan en un problema de optimización de dos niveles (problema alto y problema bajo). El mecanismo de mercado es introducido a través de los precios nodales y FTRs. La transmisión se expande a través de la venta de FTRs. Los FTRs son definidos por los pares nodales congestionados y son comercializados vía subastas donde los participantes ingresan voluntariamente. El

fundamento regulatorio del mecanismo se basa en Vogelsang (2001): una restricción de precios tope inter-temporal y aplicada sobre una tarifa en dos partes. El despacho es modelado a través de un programa de optimización sujeto a restricciones técnicas de despacho (balance de energía en el despacho).

El objetivo del modelo es simular la operación de la red de transmisión (ISO, Transco), donde se pueden observar aspectos significativos de la red. Primero, la autoridad central impone una restricción regulatoria mientras que la Transco, sujeta a la restricción regulatoria, genera un cargo por el servicio de transmisión y planea la expansión de la red. Por su parte, el ISO opera el mercado y el despacho económico del sistema, sujeto a las restricciones físicas de la red. El punto crucial en el que se combinan el enfoque regulatorio y de mercado está en la redefinición del producto de la transmisión a partir de transacciones punto-a-punto ó FTRs. Este nuevo enfoque ha sido recientemente introducido por HRV y resuelve las limitaciones del modelo de Vogelsang (2001). HRV muestra que bajo ciertas condiciones los precios convergen a Ramsey. Matemáticamente el problema está dividido en dos niveles: El problema alto representa un problema de optimización dinámica resuelto por la Transco considerando la expansión de la transmisión, mientras que el problema bajo representa la optimización del ISO que opera el mercado de electricidad, despachando la generación y transmisión de manera óptima. Los dos problemas son resueltos simultáneamente.

El mecanismo se aplica a México asumiendo que existe libre entrada a la red de transmisión, que existe un regulador, un ISO y una Transco. En el caso de PJM, las similitudes en la forma de operación real del mercado (ISO/RTO) y el segmento de la transmisión facilita la aplicación del modelo. En Ontario, encontramos en la red de transmisión elementos regulatorios y algunos de mercado, con la diferencia que existen precios zonales y la información de la red de transmisión no está disponible del todo –lo que dificulta relativamente la aplicación del modelo–.

3.1. Problema alto

La Transco maximiza su función objetivo sujeto a la restricción intertemporal de precio máximo. De esta forma, la función (1) que maximiza el beneficio de la Transco está estructurada por tres componentes básicos: dos de ingresos y uno de costos, acompañada de una restricción (2) regulatoria. El primer término (A) de la función representa la renta de congestión. El segundo (B) denota el cargo fijo F que se cobra a los N usuarios de la red de transmisión, y el tercer término (C) denota el costo $c(k_{ij}^t)$ al que se enfrenta la Transco por la expansión de las líneas de transmisión entre los nodos i y j . Finalmente el término denominado precio máximo (D) impone la restricción regulatoria sobre los ingresos de la Transco impuesta por la autoridad reguladora, ajustándose a un factor de eficiencia X e inflación RPI (E).

$$\max_{k, F} \pi = \sum_t \left[\overbrace{\sum_{ij} \tau_{ij}^t(k) q_{ij}^t(k)}^A + \overbrace{F^t N^t}^B - \overbrace{\sum_{i,j} c(k_{ij}^t)}^C \right] \quad (1)$$

Sujeto a:

$$D \left\{ \frac{\sum_{ij} \tau_{ij}^t(k) q_{ij}^w(k) + F^t N^t}{\sum_{ij} \tau_{ij}^{t-1}(k) q_{ij}^w(k) + F^{t-1} N^t} \leq \overbrace{1 + RPI + X}^E \right. \quad (2)$$

La congestión (A) se define por las transacciones punto a punto FTRs entre dos nodos i y j , $q_{ij}^t(k)$, multiplicada por el precio de subasta $\tau_{ij}^t(k)$ de los FTRs. Mientras que la restricción regulatoria (D) se construye a partir de una tarifa máxima en dos partes (a través de un ponderador de Laspeyres). De acuerdo con Rosellón (2007), el ponderador w usado en la tarifa que aplica Vogelsang (2001) a una tarifa en dos partes garantiza que la solución converja a un óptimo utilizando una función de costos y demandas estables. El rebalanceo de las dos partes de la tarifa garantiza que la Transco no pierda ingresos por la disminución de la renta de congestión durante la expansión de la red de transmisión. En presencia de rentas de congestión bajas, la Transco disminuiría sus ingresos. Bajo este hecho, la Transco compensaría el efecto negativo incrementando el cargo fijo F .

De esta forma en el modelo la Transco maximiza su beneficio sujeto a la restricción regulatoria a lo largo de t periodos, considerando la transmisión de energía a través de todos los nodos i y j , utilizando información perfecta y asumiendo que no hay incertidumbre en la capacidad de generación y en la demanda.

Ignorando los factores de ajuste por inflación y eficiencia, las condiciones de primer orden del problema definido por (1) y (2) son:

$$(\nabla q_{ij}^t + \nabla q_{ij}^w) \tau_{ij}^t(k) - \nabla c^* = (q_{ij}^w - q_{ij}^t(k)) \nabla \tau_{ij}^t \quad (3)$$

Simplificando la aplicación del modelo en (1) y (2) –que implica abstraer de la subasta de FTRs- Rosellón y Weigt (2008) redefinen el producto de la transmisión y la restricción regulatoria quedando A' y D' de la siguiente forma:

$$\max_{k, F} \pi = \sum_t \left[\overbrace{\sum_i (p_i^t d_i^t - p_i^t g_i^t)}^{A'} + \overbrace{F^t N^t}^B - \overbrace{\sum_{i,j} c(k_{ij}^t)}^C \right] \quad (4)$$

Sujeto a:

$$D' \left\{ \frac{\sum_i (p_i^t d_i^w - p_i^t g_i^w) + F^t N^t}{\sum_i (p_i^{t-1} d_i^w - p_i^{t-1} g_i^w) + F^{t-1} N^{t-1}} \leq \overbrace{1 + RPI}^E + X \right. \quad (5)$$

En este modelo alternativo la renta de congestión (A') es expresada en términos de FTRs definida como la diferencia de pagos entre la carga $p_i d_i$ y los pagos de los generadores $p_i g_i$. La restricción regulatoria es definida en los mismos términos.

3.2 Problema bajo

El operador ISO busca maximizar el beneficio social W dadas las restricciones de generación, capacidad y balance de energía, y asegura el cumplimiento eficiente de las restricciones técnicas. Administra el mercado en un contexto de competencia perfecta, donde la demanda es lineal y el costo marginal de generación es constante en un periodo de tiempo determinado t . El problema de maximización restringida para el bienestar social W se define entonces de la siguiente forma:

$$\max_{d, g} W = \sum_{i,t} \left(\int_0^{d_i^t} p(d_i^t) dd_i^t \right) - \sum_{i,t} mc_i g_i^t \quad (6)$$

sujeto a:

$$g_i^t \leq g_i^{t, \max} \quad \forall i, t \quad (7)$$

$$|pf_{ij}^t| < k_{ij}^t \quad \forall ij \quad (8)$$

$$g_i^t + q_i^t = d_i^t \quad \forall i, t \quad (9)$$

El primer término de la restricción (7) expresa que la generación g en cualquier nodo i no puede sobrepasar la capacidad de generación máxima establecida g^{\max} . La ecuación (8) indica que el flujo de energía pf_{ij} entre líneas de transmisión (entre nodos i y j) no puede exceder los límites de las líneas de transmisión k_{ij} . La última restricción (9) impone que la carga (demanda) en cada nodo sea satisfecha por un nodo local, o que la energía provenga de la inyección de otro nodo de generación.

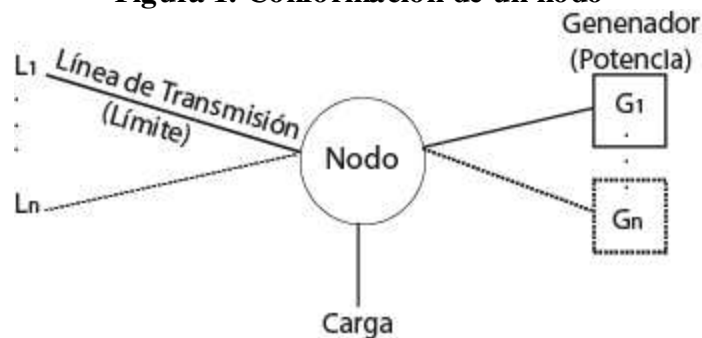
De la misma forma que en HRV y en Rosellón y Weigt (2008), se aplica el enfoque de un despacho económico con una topología de redes malladas de electricidad en corriente directa (CD). La Transco maximiza su beneficio de acuerdo a la solución óptima del despacho económico del ISO. Simultáneamente, a través de iteraciones y

métodos de resolución numéricos realizados en el problema bajo se obtienen las variables de elección de demanda d y de generación g óptimas efectuada en cada nodo. Una vez obtenidos estos vectores de generación y demanda, se obtienen los valores para el vector de precios nodales p y, sustituyendo subsecuentemente los valores en el problema alto, se obtienen los valores de capacidad K y el cargo fijo F .

4 Simulación en las redes de transmisión norteamericanas seleccionadas

Cada nodo (zonas, islas energéticas, pequeñas áreas) esta caracterizado por un determinado número de generadores, número de líneas de transmisión que los unen (conectan) y capacidades de carga (figura 1) que se deben satisfacer simultáneamente por nodo (algunos nodos no tienen carga). En la simulación se requiere que cada nodo opere con la capacidad máxima de generación al mínimo costo, se cumplan los requerimientos de carga, exista un equilibrio en los flujos de electricidad entre nodos y no se excedan los límites de capacidad de las líneas de transmisión (restricciones técnicas del despacho).

Figura 1. Conformación de un nodo



Fuente: Elaboración propia

El precio nodal sigue la regla de despacho por mérito (precio de la última unidad que generó electricidad). En la presente investigación no se construyen líneas de transmisión nuevas, sólo se expanden las líneas existentes. En el análisis de despacho no se incluyen todas las variables presentes en una red de transmisión real. No obstante Rosellón y Weigt (2008) sugieren en su análisis de 3 nodos con una red simplificada que las propiedades del mecanismo no se ven afectadas aún cuando no se consideren todas las variables del despacho económico.

4.1 Parámetros iniciales

Las unidades de generación son asignadas al nodo que les corresponde según su ubicación geográfica. Se considera que existe un operador del sistema que está obligado a despachar toda la electricidad que se requiere en cada nodo. De acuerdo con las restricciones de la red, simultáneamente la carga es satisfecha en los mejores términos de mínimo costo por los generadores asociados a cada nodo (o de nodos vecinos), y se identifican las líneas congestionadas. Cada nodo enfrenta un nivel de demanda lineal

asociada a una elasticidad precio de 0.25 en cada punto de referencia. En este modelo omitimos las variables técnicas detalladas presentes en las líneas de transmisión³². Sólo consideramos las leyes que Kirchhoff³³. Se toma un factor de depreciación del 8% (tabla 2).

TABLA 2. VALORES PARA LA SIMULACIÓN

Valores	
Número de Periodos	20
Costo	lineal
Función de costos	$C_{ij}^t = C_0 \bullet (k_{ij}^t - k_{ij}^{t-1})$
C_0 (Costo de Expansión de la línea)	130\$/MW
Demanda	lineal
Elasticidad asumida	0.25

Fuente: Elaboración propia (se aplican a todos los casos de estudio)

La tarifa máxima se conforma por un índice de Laspeyres que utiliza cantidades y precios del periodo $(t-1)$ en la tarifa regulatoria. La simulación ocurre a través de 20 periodos. Los resultados obtenidos representan una hora³⁴. El análisis del despacho económico es simplificado ya que sólo toma en cuenta las ecuaciones 7, 8 y 9.

4.2 México

El análisis aplicado a México contempla las 76 principales plantas generadoras del país. Éstas concentran 39,442 MW de capacidad instalada de generación, y representan el 86% del total nacional. El precio de generación de cada planta equivale a una aproximación de los costos variables³⁵ reportados por CFE en 2004 (tabla 3).

³² El modelo de despacho considera un sistema en corriente directa que no toma en cuenta condiciones térmicas y pérdidas de energía. Las líneas de transmisión tienen una cota máxima y mínima de energía que pueden transmitir, al igual que la potencia generada es una magnitud positiva acotada superior e inferiormente.

³³ Primera ley: *Si todas las corrientes son estacionarias, la suma de las intensidades que llegan a un nodo son igual a cero.* O multiplicada por menos uno, *la suma de las intensidades que salen de un nodo es cero.* Lo que significa que designaremos por números positivos las intensidades que entran y por negativas las que salen.

Segunda ley: *En una malla, la suma de tensiones es cero.* Que la suma sea cero es consecuencia de la identificación de tensión y diferencia de potencial. Ver Gómez (1991)

³⁴ Los ingresos de la Transco son multiplicados por 8760 para cada período (para representar un año de ingresos)

³⁵ Los datos obtenidos no son homogéneos para un mismo tipo de tecnología, por lo que no es posible observar la tecnología a la que convergen los precios (a diferencia de Rosellón y Weigt, 2008).

TABLA 3. PRECIO PROMEDIO EN MÉXICO

Precio por MWh (promedio)
\$43.3
\$39.4
\$27.4
\$17.4
\$16.2
\$14.2
\$3.5

Fuente: Elaboración propia con base en CFE, 2008

La topología de la red de transmisión en México consta de 25³⁶ nodos y 34 líneas de transmisión que van de 200 a 3400 Mw de capacidad (mapa 3)³⁷. En los nodos del centro se observa una topología de red mallada, mientras que los nodos de los extremos (norte-sur) presentan una conformación radial.

Mapa 3. Topología de la red de México



Fuente: SENER, 2008b.

³⁶ Información no disponible para el nodo 26.

³⁷ Para simplificar el análisis, se utiliza potencia como límite en las líneas en lugar de MVA.

4.2.1 Zonas congestionadas en la red de transmisión en México

En el mapa 4 se identifican las líneas potencialmente congestionadas entre los nodos en los extremos de la red (segmentos de red tipo radial). Los precios nodales más elevados corresponden a los nodos del norte del país. Los nodos con precios altos cubren en gran medida el área industrial del país con más requerimientos de carga (cómo León, Torreón y Monterrey). En el área sur del país también existe congestión. Es notable que el costo de generación es más bajo en el sur pero no es posible suministrar la energía barata del sur al centro-norte debido precisamente al congestionamiento de las líneas correspondientes de transmisión.

MAPA 4. ZONAS CONGESTIONADAS EN MÉXICO



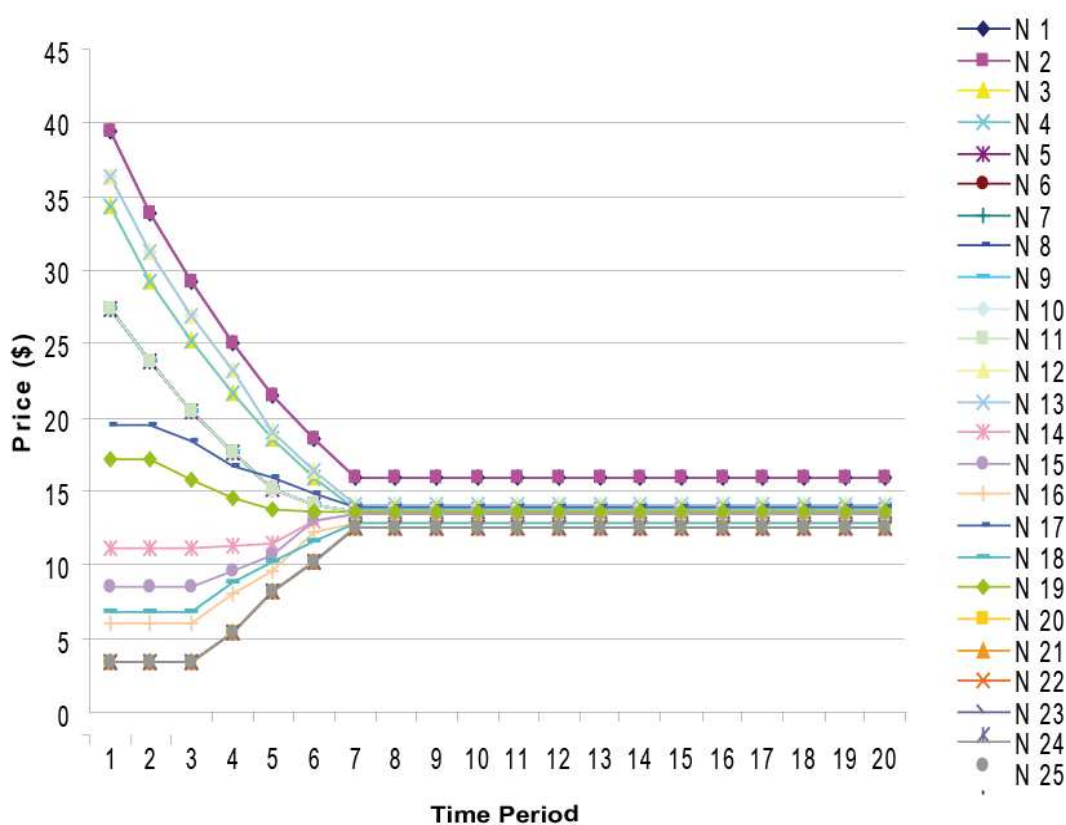
Fuente: Elaboración propia

4.2.2 Resultados para el caso de México

La aplicación del mecanismo promueve la expansión de las líneas de transmisión, disminuye el costo de la energía en el norte del país, y se incentiva a que los costos en el centro también disminuyan. En el sur los costos se elevan, aunque este incremento en costos es compensado a nivel nacional por la disminución de los costos en los nodos restantes. La gráfica 12 muestra la evolución de los precios en los nodos de México en

el transcurso de 20 periodos. En el primer periodo, los precios nodales presentan diferencias significativas que producen niveles elevados de rentas de congestión. La convergencia de los precios nodales ocurre a lo largo de 7 periodos. El precio promedio en el primer periodo asciende a \$21.3 dólares. Después de 7 periodos es 33% más bajo. A partir de entonces el cambio en los precios nodales es marginal. El promedio de los precios nodales al final de la simulación asciende a \$13.54, lo que representa un decrecimiento de 37% respecto al periodo inicial de la simulación. Como observamos en México al igual que en los siguientes casos (para PJM y Ontario) un incremento del precio en los nodos dónde el costo de generación era bajo, se compensará con reducciones de los precios de los nodos restantes.

Gráfica 12. Desarrollo de los precios en México



Fuente: Elaboración propia

La expansión de las redes sigue una dinámica intertemporal similar a la de los precios durante los mismos periodos: expansión intensiva en los primeros 7 periodos, y después convergencia. Los nodos que experimentaron la disminución más pronunciada están situados principalmente en el norte del país (N1 al N15, N18 al N20 y N25). Por otro lado los nodos que incrementan su precio son los nodos situados en el centro y sur (N16 y N21 al N24). El precio en los nodos más caros decrece a una tasa de 5.3%

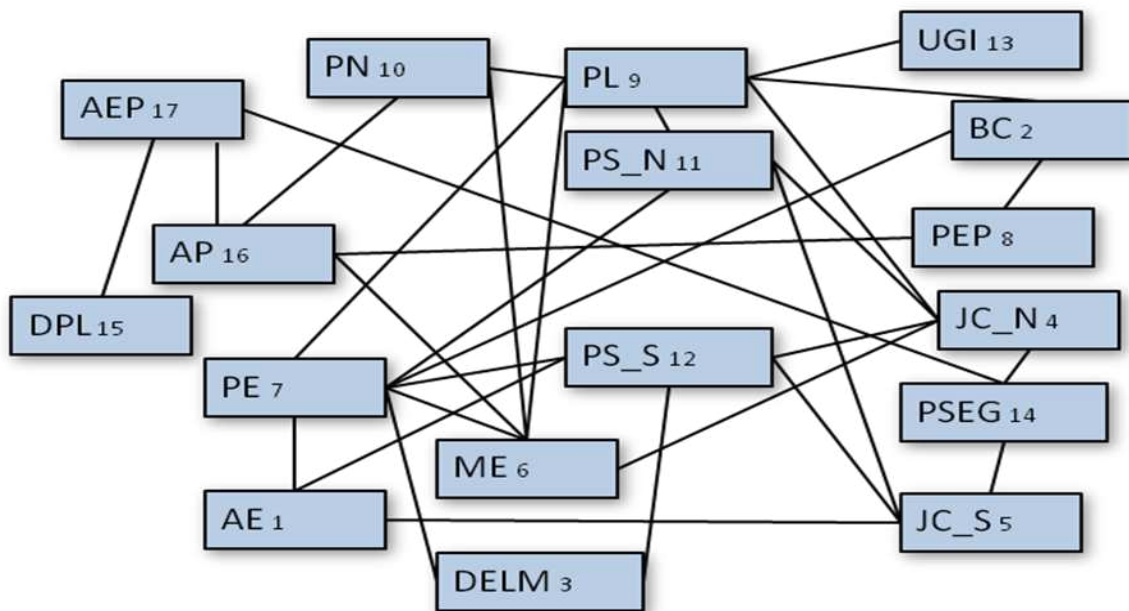
durante los primeros 7 periodos (N1 al N4, N7, N8, N12, N13, N15, N18 y N20 al N25).

4.3 PJM

Los datos fueron obtenidos durante un periodo de demanda no pico en EUA para el periodo anterior a 2006. La compilación de la información se organiza de acuerdo a los requerimientos de los operadores del sistema de transmisión Este (EUA y parte de Canadá). La información esta subdividida de acuerdo a la información histórica de cada entidad dentro de PJM. El área de interconexión de PJM está dividida en 17 pequeños sistemas de *utilities* que operan zonas interconectadas que llamaremos nodos para efectos de la presente simulación (no se consideran las zonas de intercambio con NYISO Y MISO).³⁸

La figura 2 representa la topología simplificada de la red de transmisión de PJM. Se distinguen 17 nodos en total. 13 nodos están conectados con más de 2 nodos, el resto esta conectados con 1 o con 2 nodos. Las líneas de transmisión conectadas entre nodos se obtuvieron tras adicionar la máxima capacidad que se puede transmitir entre el arreglo de los nodos existentes.

FIGURA 2. TOPOLOGÍA DE PJM



Fuente: Rosellón, J., Z. Mysliková, and E., Zenón, (2010)

³⁸ Con la información recolectada se dividió a PJM en 17 nodos y se agruparon de la siguiente forma: (AE) Atlantic Electric Company, (BC) Baltimore Gas and Electric Company, (DELM) Delmarva Power and Light Company, (JC_N) Jersey Central Power and Light Company (North), (JC_S) Jersey Central Power and Light Company (South), (ME) Metropolitan Edison Company, (PE) PECO Energy, (PEP) Potomac Electric Power Company, (PL) and (PN) Pennsylvania Electric Company, PS_N Pennsylvania Electric Company (North), PS_S Pennsylvania Electric Company (South), UGI Public Service Electric and Gas Company. En 2008, los operadores de las pequeñas zonas han cambiado de nombre aunque siguen conservándose las mismas 17.

El análisis contempla a 74 agrupaciones de generadores del área.³⁹ Éstas concentran 129,950 MW de capacidad instalada de generación y representan el 70% del total de PJM en ese año. La clasificación del tipo de tecnología y precio promedio de generación es observa en la tabla 4.

TABLA 4. CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE ELECTRICIDAD

Tecnología	Capacidad de Generación	Tipo de Combustible	Precio por MWh (promedio)
Combustión Interna	1-20 MW	Diesel	\$137.5
Turbina Ciclo simple	21-199MW	Gas Natural	\$72.5
Turbina Ciclo Combinado	200-499MW	Gas Natural	\$45
Carbón	500-800MW	Carbón	\$20
Nuclear	801-9999MW	Uranio	\$12.5

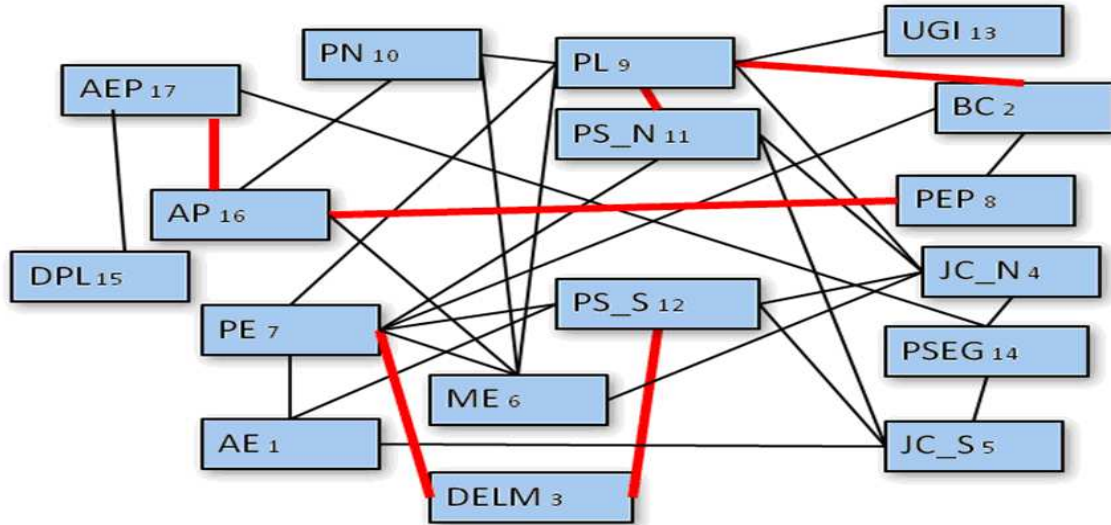
Fuente: Rosellón, J., Z. Mysliková, and E. Zenón, (2010).

4.3.1 Zonas congestionadas en PJM

En la figura 3 se identifican las líneas potencialmente congestionadas entre nueve nodos. Los precios nodales más elevados corresponden a nodos del Este de PJM. Dichos nodos cubren un área que históricamente han presentado demandas altas de energía. En el Oeste, el costo de generación es más bajo. El congestionamiento de las líneas de transmisión ha imposibilitado que se suministre energía del Oeste (menos cara) al Este. Con la simulación se observa como la aplicación del mecanismo incentiva a que los precios nodales decrezcan.

³⁹ Se organizaron en 74 generadores para facilitar el manejo de la información.

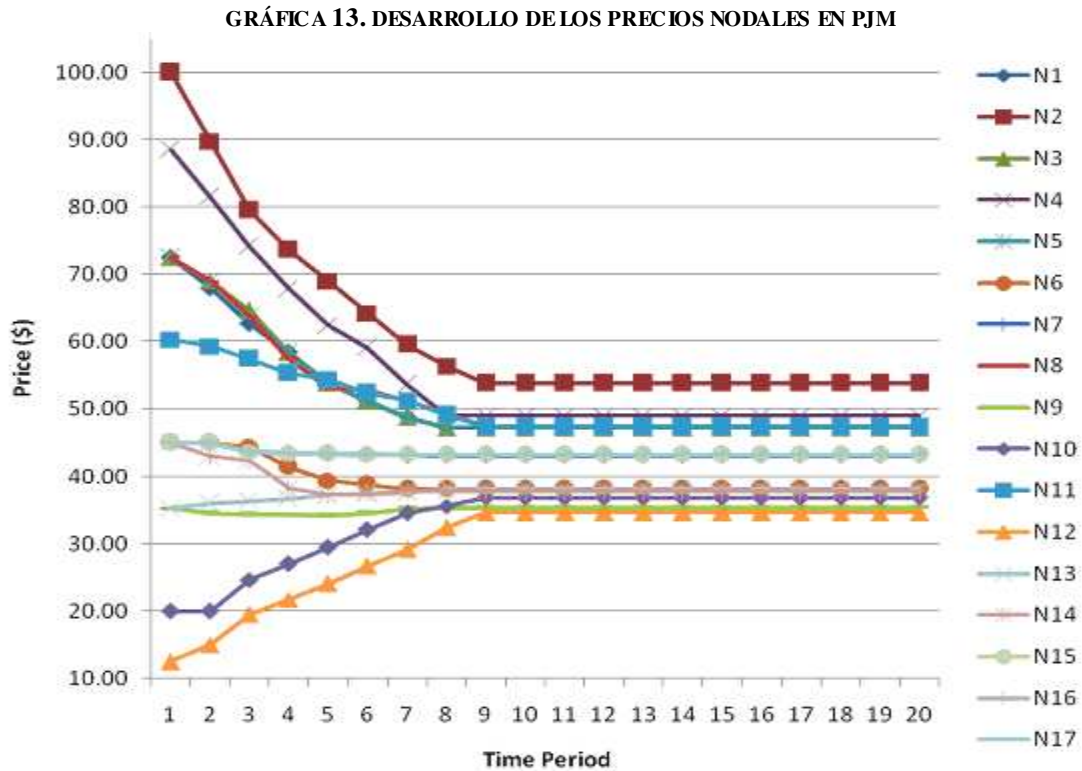
FIGURA 3. ZONAS CONGESTIONADAS EN PJM



Fuente: Rosellón, J., Z. Mysliková, and E. Zenón, (2010).

4.3.2 Resultados para PJM

El mecanismo promueve la expansión de las líneas de transmisión. Se observa una disminución del precio de la energía en la costa Este de PJM (esto es, se arbitran los precios los precios bajos del Oeste a los del Este). La gráfica 13 muestra la evolución de los precios nodales de PJM en el transcurso de 20 periodos. En el primer periodo los precios nodales presentan diferencias substanciales debido a los altos niveles de congestión. El nodo 2 situado en el Este presenta el precio nodal más alto (\$100 dólares). En promedio, los precios nodales ascienden a \$53.64. También se observa que la convergencia de los precios nodales ocurre pronto a lo largo de 9 periodos. El precio promedio después de la convergencia es 17% más bajo comparado con el precio inicial promedio de los 17 nodos.



Fuente: Rosellón, J., Z. Mysliková, and E. Zenón, (2010).

La expansión de la red de PJM experimenta un comportamiento dinámico similar: se expande en gran medida durante los primeros 9 periodos y después el crecimiento es relativamente pequeño. Los nodos N2, N4 y N8 (situados en el Este de PJM) experimentan una disminución más pronunciada. El promedio de los precios nodales al final de la simulación asciende a \$43.11, lo que representa un decrecimiento de 20% respecto al primer periodo de la simulación. En nueve periodos, el promedio de los precios nodales para 15 nodos decrece a una tasa de 3.2% mientras que los nodos N10 y N12 (situados en el Oeste de PJM) crecen a una tasa del 9%. El incremento del precio en estos últimos dos nodos es compensando con el decremento de los precios nodales en los quince nodos restantes.

4.4 Ontario

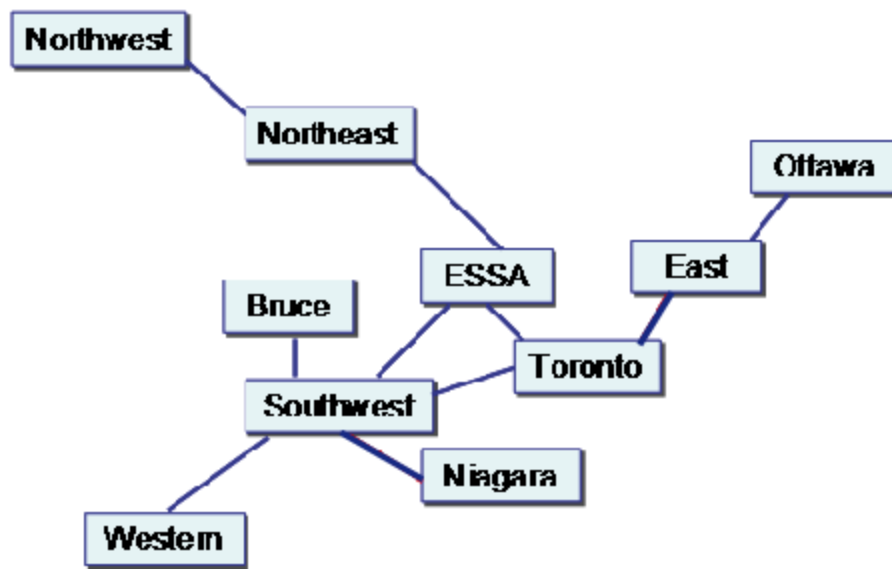
Una característica particular de las redes de transmisión de Canadá es que las generadoras eléctricas se concentran en su mayoría al norte del país, y desde allí transmiten la electricidad hacia los centros urbanos del Sur. Ontario sigue por supuesto este mismo patrón. Nuestro análisis para esta provincia se basa en la información obtenida de OIESO para un periodo de demanda no pico en 2006 (no están consideradas las zonas de intercambio con NYISO, PJM, NERTO y MISO).

La figura 4 representa la topología simplificada de la red de transmisión de Ontario. Se observa una topología de red radial y sólo en el centro de Ontario se

distingue un arreglo mallado de las líneas de transmisión. En el estudio se distinguen 10 nodos en total. 7 nodos están conectados con 1 nodo, los 3 nodos restantes (ESSA, Toronto y Southwest) conforman un anillo y cada uno está conectado con 3 ó 5 nodos. Las líneas de transmisión conectadas entre nodos se obtuvieron de adicionar la máxima capacidad que se puede transmitir entre el arreglo de nodos existentes.

De acuerdo a la información obtenida, Ontario se divide en diez zonas eléctricas: Northwest (26 nodos), Northeast (42 nodos), ESSA (2 nodos), East (13 nodos), Bruce (2 nodos), Ottawa (2 nodos), Toronto (10 nodos), Niagara (4 nodos), Southwest (9 nodos) y West (8 nodos). Nuestro estudio se concentra en 70 generadores que poseen una capacidad de generación de 30 150 MW 80% del total en Ontario, y diez líneas de transmisión con capacidades que van de los 115 a los 4050 MW.

FIGURA 4. TOPOLOGÍA DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE ONTARIO



Fuente: Tregear, J., J. Rosellón, y E. Zenón, (2010)

El precio de generación de cada planta equivale a una aproximación de los costos variables (Son un promedio y no es observable a que tipo de generación por fuente pertenecen) reportados por OIESO en 2006 (tabla 5).

TABLA 5. PRECIO PROMEDIO EN ONTARIO

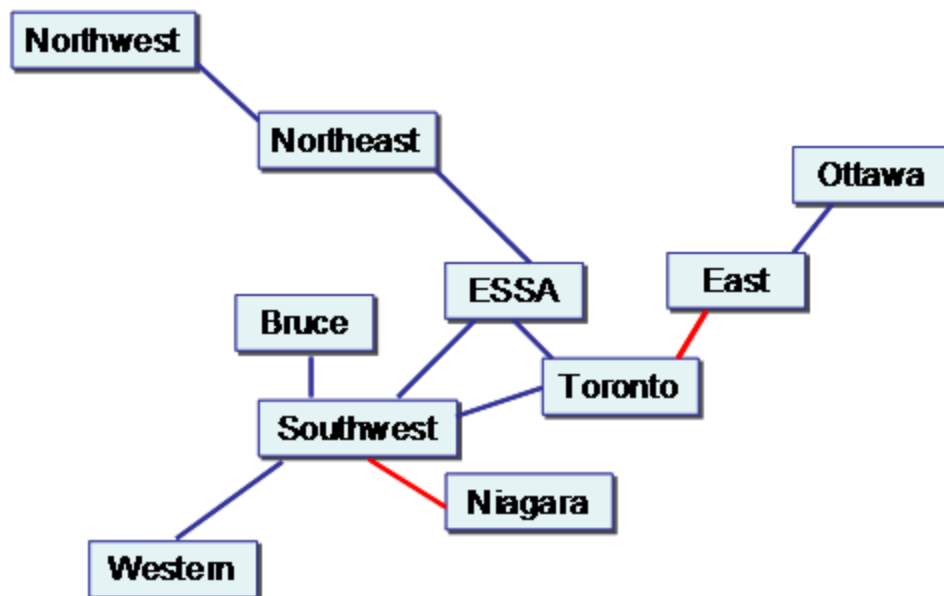
Precio por MWh (promedio)
\$9.2
\$10.2
\$11.4
\$13.5
\$14.8

Fuente: Tregear, J., Rosellón, J. y Zenón, E. (2009)

4.4.1 Zonas congestionadas en Ontario

Como se observa en la figura 5 se identificaron líneas congestionadas entre los nodos (East-Toronto y Southwest-Niagara), no obstante las líneas de transmisión restantes se encuentran en los límites de saturación. El efecto norte-sur de las líneas de transmisión provoca congestión, primero por el envío de grandes flujos de energía para el abastecimiento de los nodos situados al sur y en segundo lugar por la conformación radial de los nodos situados en los extremos del sistema eléctrico.

FIGURA 5. ZONAS CONGESTIONADAS EN ONTARIO



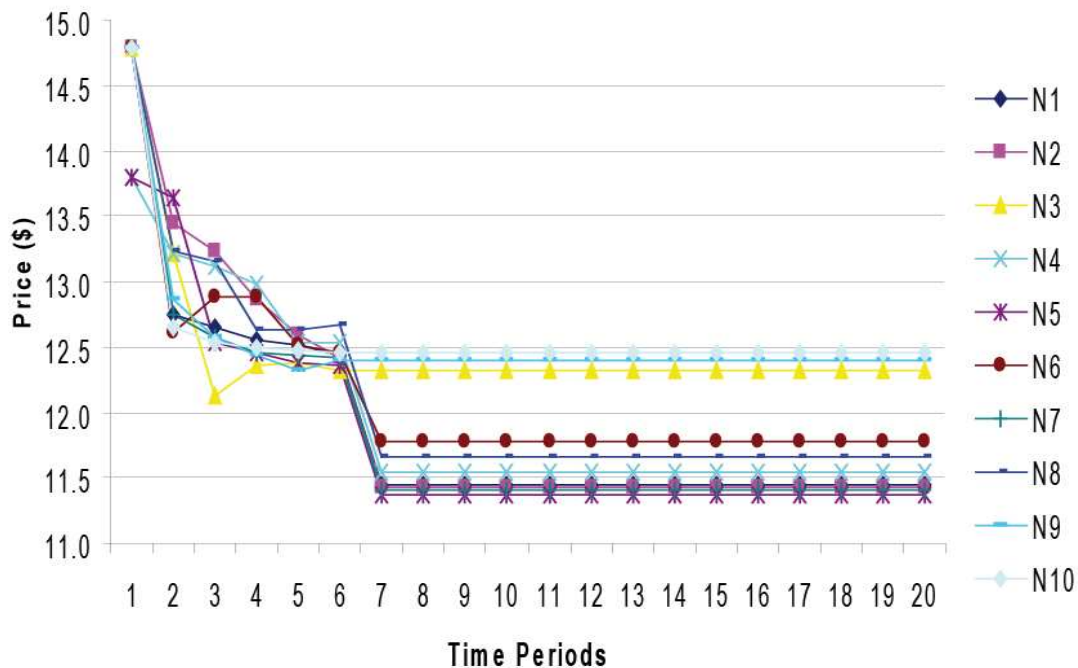
Fuente: Tregear, J., J. Rosellón y E. Zenón, (2010)

4.4.2 Resultados para Ontario

El mecanismo promueve la expansión de las líneas de transmisión, lo que permite la disminución del costo de la energía en la periferia del sistema (se arbitran los precios bajos de norte a sur). La gráfica 14 muestra la evolución de los precios en los nodos de Ontario en el transcurso de 20 periodos. En el primer periodo los precios nodales presentan diferencias. El promedio de los precios nodales en el primer periodo es \$ 14.59 dólares. La convergencia de los precios nodales ocurre tras 7 periodos. El precio promedio después de 7 periodos es 15% más bajo comparado con el precio promedio al inicio de la simulación. El promedio de los nodos decrece a una tasa del 3% en los primeros 7 periodos. El promedio de los precios nodales al final de la simulación asciende a \$11.78 dólares, lo que representa un decrecimiento de 19% respecto al primer periodo de la simulación.

La extensión de la red experimenta un dinamismo similar. La red es expandida extensivamente durante los primeros 7 periodos y, después, el crecimiento es relativamente pequeño.

GRÁFICA 14. DESARROLLO DE LOS PRECIOS EN ONTARIO



Fuente: Tregear, J., J. Rosellón y E. Zenón, (2009)

4.5 Análisis comparativo del bienestar en los tres sistemas

El propósito del mecanismo propuesto en este documento es promover la expansión de redes mediante la regulación de precios. Una pregunta importante es el impacto que tiene este proceso sobre el bienestar económico. Comparamos entonces a continuación el bienestar social derivado de los respectivos cambios en los precios nodales. Comparamos los resultados de aplicar el mecanismo regulatorio, con el caso sin extensión la red así como con el caso de un ISO benevolente⁴⁰ (que maximiza el bienestar social al incrementar en la capacidad de la red) en los tres sistemas. Las estimaciones de la tabla 6 corresponden a la renta de congestión (primera parte de la ecuación 4) y al excedente del consumidor y productor (ecuación 6).

TABLA 6. COMPARACIÓN DEL ENFOQUE REGULATORIO Y DEL ENFOQUE DE MAXIMIZACIÓN DEL BIENESTAR

	Red no extendida			Enfoque regulatorio			Maximización del bienestar		
	México	PJM	Ontario	México	PJM	Ontario	México	PJM	Ontario
Renta Consumidor (MIOUSD/h)	1.01	6.53	0.83	1.17	6.63	0.89	1.24	6.67	0.96
Renta Productor (MIOUSD/h)	0.044	0.36	0.051	0.094	0.59	0.087	0.105	0.64	0.105
Renta Congestión (MIOUSD/h)	0.027	0.067	0.013	0.0072	0.01	0.00104	0.0065	0.006	0.0009
Bienestar total (MIOUSD/h)	1.081	6.957	0.894	1.2712	7.23	0.978	1.3515	7.316	1.0659
Capacidad de la red total (GW)	3.01	35.8	2.52	4.432	50.83	4.536	4.76	52.83	4.74
Precio Promedio (USD/h)	20.4	53.64	14.59	13.54	43.11	11.78	13.5	42.97	11.72

Fuente: Elaboración propia con base en Rosellón, J., Z. Mysliková y. E. Zenón, (2010) y Tregear, J., J. Rosellón y E. Zenón, (2010).

La tabla 6 muestra un incremento de la renta del consumidor después de la aplicación del mecanismo en las tres redes norteamericanas. Los consumidores pagan un precio promedio más bajo debido a la aplicación del mecanismo. Aún cuando hay incremento en los precios en algunos nodos en términos absolutos la reducción correspondiente del excedente del consumidor en tales nodos es compensado globalmente por el decremento de los precios en los restantes nodos. En el caso de México la nueva capacidad de transmisión creció en 47% comparada con la capacidad inicial. Por su parte, en PJM la capacidad creció 42% y en Ontario ascendió en un 80%. El nivel de renta de congestión disminuye 85% en PJM, 73% en México y 92% en Ontario en los 20 periodos. En los tres casos de estudio observamos que la congestión a lo largo de los 20 periodos no desaparece pero disminuye significativamente. Finalmente, en cuanto al bienestar económico, el mecanismo regulatorio genera resultados cercanos a los obtenidos con el enfoque de un ISO benevolente que maximiza el bienestar social al expandir centralmente las redes. Esto sugiere la

⁴⁰ El ISO maximiza el bienestar sujeto a las restricciones (7), (8) y (9) del problema bajo:

$$\max_{d, g} W = \sum_{i \in \mathcal{I}} \left(\int_0^{d_i^t} p(d_i^t) dd_i^t \right) - \sum_{i \in \mathcal{I}} m c_i g_i^t - \sum_{i, j} c(k_{ij}^t)$$

convergencia del mecanismo al estado estacionario de Ramsey, como es sugerido en Vogelsang (2001) y en HRV. Encontramos asimismo tendencias similares de convergencia en todas las variables como sucede para el caso del noroeste de Europa (Rosellón y Weigt, 2008).

5. Conclusiones

Este documento presenta la aplicación de un mecanismo combinado de mercado-regulatorio para la expansión de la transmisión redes en México, PJM y Ontario. El modelo teórico está basado en una estructura que regula la maximización del beneficio de una Transco y un mercado competitivo con precios nodales con subastas de FTRs. El mercado de energía es operado por el ISO que coordina la generación y transmisión, maximizando el bienestar social. Los FTRs garantizan los derechos de propiedad en la inversión en la expansión de la capacidad de transmisión. La regulación es aplicada a través de un precio máximo sobre la tarifa en dos partes de la Transco. La tarifa en dos partes se pondera por cantidades del período anterior (ponderador de Laspeyres).

Las restricciones regulatorias permiten el rebalanceo intertemporal del cargo fijo y del cargo variable de forma tal que la Transco incrementa sus beneficios, y la renta de congestión disminuye debido al incremento de la capacidad de la red de transmisión. El mecanismo incentiva entonces la convergencia hacia un estado estacionario de equilibrio con bajos niveles de renta de congestión y altos niveles del bienestar. La capacidad se incrementa en las líneas de transmisión permitiéndose que la energía producida de bajo costo en otras regiones fluya a través de las líneas expandidas para satisfacer elevadas cargas de energía con altos costos de producción. Los resultados muestran que, no importando la organización del sistema eléctrico, la topología de las redes ni el tipo de capacidad instalada de generación, la congestión disminuye y el beneficio social se incrementa, convergiéndose a un estado estacionario óptimo.

Finalmente, en cuanto a recomendaciones de política, nuestros resultados sugieren que una mayor sincronización trilateral entre EUA, Canadá y México redundaría en una expansión coordinada de las redes de transmisión implicando reducciones en la congestión y, a su vez, incrementos en el bienestar social regional. Esta coordinación requeriría de acuerdos internacionales (posiblemente enmarcados dentro del tratado de libre comercio norteamericano, NAFTA) que facilitarían la regulación y la operación de los sistemas eléctricos regionales. La coordinación existente del consejo de seguridad técnica NERC es una base inicial para la sincronización de los intercambios de electricidad entre los sistemas de EUA y Canadá fundamentada en reglas propias de cada sistema eléctrico. Sin embargo es evidente la necesidad de mayor coordinación no solamente internacional, sino a nivel estatal en EUA y provincial en Canadá. Asimismo, la inserción de México a un bloque coordinado de intercambios de energía eléctrica en Norteamérica requeriría de una extensión del marco regulatorio trilateral de la NERC. Esto crearía incentivos para que México mejorara y modernizara su sistema de transmisión eléctrica, así como para que garantizara el suministro de energía en caso de contingencias (*resource adequacy*). El consejo de seguridad técnico encargado de la sincronización del sistema de transmisión

en Canadá, EUA y México analizaría la congestión presente en cada sistema y los requerimientos de inversión, reforzaría la competencia entre generadores y permitiría al operador regional del sistema implementar los planes necesarios de expansión de la transmisión identificando los proyectos específicos requeridos.

Bibliografía

- Armstrong, M., S. Cowan, and Vickers, J. (1994) *Regulatory reform: economic analysis and British experience*. MIT, Cambridge.
- Comisión Federal de Electricidad –CFE-(2008), *Informe Anual 2007*, México.
- Comisión Federal de Electricidad -CFE- (www.cfe.gob.mx), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- Department of Energy –DOE-, Energy Information Administration (www.energy.gov), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- Diario Oficial de La Federación –DOF-(11/10/2009). “Decreto por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro”.
- FERC (www.ferc.gov), consultada en Julio-Agosto de 2009.
- Gilbert, R., and E. Paul (1996). *International Comparisons of Electricity Regulation*, Cambridge University Press.
- Gómez, J. (1991) *Circuitos eléctricos*. Universidad de Oviedo, España.
- Hogan, W. (2002) “Financial Transmission Right Formulations”. *Mimeo*, JFK School of Government: Harvard Electricity Policy Group Harvard University, EUA.
- Hogan, W., J. Rosellón, and I. Vogelsang (2010) “Toward a Combined Merchant-Regulatory Mechanism for Electricity Transmission Expansion”, *Journal of Regulatory Economics*, forthcoming.
- Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*, New York, John Wiley & Sons.
- Hung-Po, C. (1998). *Designing Competitive Electricity Markets*, Springer.
- IESO (www.ieso.ca), consultada en Julio-Agosto de 2009.
- Joskow, P. (2005a) “The Difficult Transition to Competitive Electricity Markets in the U.S.” in *Electricity Regulation: Choices and Challenges*, J. Griffin and S. Puller, University of Chicago Press, Chicago.
- Joskow, P.L. (2005b) “Transmission Policy in the United States”. *Utilities Policy*, 13, 95-115.
- Joskow, P. and J. Tirole (2002) “Transmission Investment: Alternative Institutional Frameworks”. *Journal of Industrial Economics* 53: 233-264.
- Kristiansen, T. and J. Rosellón, (2010) “Merchant Electricity Transmission Expansion: A European Case Study”, *Energy*, forthcoming.
- Léautier, T. (2000) “Regulation of an Electric Power Transmission Company”. *The Energy Journal* 21 : 61-92.
-

- McGrew, J. (2003). *Federal Energy Commission*, American Bar Association.
- NERC (www.nerc.com), consultada en Julio-Agosto de 2009.
- PJM Interconnection (<http://www.pjm.com>), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- Rodger, J. and F. Felder, , (2001). Promoting efficient transmission investment: The role of the market in expanding transmission infrastructure. November 2001.
- Rosellón, J. (2003) “Different Approaches Towards Electricity Transmission Expansion”. *The Review of Network Economics* 2: 238-269.
- Rosellón, J. (2007) “An Incentive Mechanism for Electricity Transmission Expansion in Mexico”. *Energy Policy* 35: 3003-3014.
- Rosellón, J. and H. Weigt. (2008) “A Dynamic incentive mechanism for transmission expansion in electricity networks – Theory, Modeling and Application”. Documento de trabajo CIDE 424. Mexico.
- Rosellón, J., Z. Mysliková, and E. Zenón, (2010), “Incentives for Transmission Investment in the PJM Electricity Market: FTRs or Regulation (or both?),” *Utilities Policy*, forthcoming.
- Secretaría de Energía –SENER- (www.sener.gob.mx), consultada in Julio-Agosto de 2009.
- Secretaría de Energía –SENER- (2008a), Balance Nacional de Energía 2007, SENER, México.
- Secretaría de Energía –SENER- (2008b), Prospectiva del Sector Eléctrico 2008-2017, México.
- Tregear, J., J. Rosellón y E. Zenón, (2010), Un Diseño de Política Energética basado en el modelo HRV para Expansión Óptima de Redes de Transmisión Eléctrica: Caso Ontario, Documento de Trabajo, Centro de Investigación y Docencia Económicas (CIDE), México (por aparecer).
- Vogelsang, I. (2001) “Price Regulation for Independent Transmission Companies”. *Journal of Regulatory Economics* 20: 141-165.
-